



Universidad  
Carlos III de Madrid

**ANÁLISIS PARA LA ADECUACIÓN A  
50 KA DE UNA SUBESTACIÓN  
ELECTRICA DE 220 KV  
INICIALMENTE DISEÑADA A 40 KA.**

**Director:**

VICTOR JULIÁN HERNANDEZ JIMÉNEZ

**Autor:**

DANIEL QUINTAS BRICIO

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
INGENIERÍA INDUSTRIAL



## Resumen

Existe un problema creciente en España dado el creciente aumento en el número de nuevas de centrales cada vez más deslocalizadas y el mayor grado de flexibilidad y fiabilidad requerido por el sistema español, por esta razón en muchos puntos de la geografía se producen unas corrientes de cortocircuito superiores a las que en un principio se habían tomado en la fase de diseño, en caso de falla hay más puntos interconectados que contribuirán al incremento de la corriente.

Por todos ello analizaremos una subestación que se encuentra en esta situación, al igual que otras muchas en España, para ello se analizarán las zonas de la subestación que sean especialmente sensibles a estos incrementos de corriente de cortocircuito, como pueden ser la red de tierras, los embarrados de la subestación o la aparamenta.

La red de tierra encargada de disipar la corriente de cortocircuito tiene que cumplir esta función sin que se produzca un deterioro en la misma por el calentamiento que produce la corriente y sin que se generen diferencias de potencial peligrosas para el ser humano en el terreno ocupado por la instalación.

Los embarrados encargados de conectar las líneas provenientes de diferentes puntos de la geografía tienen que ser capaces de aguantar el esfuerzo mecánico producido por el efecto electromagnético causado por el paso de la corriente de cortocircuito, así como soportar los esfuerzos térmicos provocados, sin sufrir el más mínimo deterioro.

De igual modo la aparamenta debe ser capaz de soportar la nueva corriente de cortocircuito sin que se produzca ningún efecto que pueda afectar directamente a la integridad de la instalación y a la seguridad del personal de la subestación.

Por todo ello es necesario tomar medidas de manera urgente ya que si no entraríamos en una fase en la que tras una inversión para aumentar la fiabilidad del sistema se producen efectos que ocasionan como resultado todo lo contrario, y por lo tanto la inversión inicial habrá sido un auténtico desperdicio.



## Abstract

There is a growing problem in Spain because of the growing increase in the number of new power plants increasingly delocalized and the greater degree of flexibility and reliability required by the Spanish system, for this reason in many parts of geography produce a short-circuit currents higher than initially had been taken in the design phase, because if there are more points of failure interconnected that contribute to an increase due to the higher mesh network.

For all this we analyze a substation is in this situation, like many others in Spain, it will analyze the substation areas are particularly sensitive to these increases in short circuit current, such as the network of land, busbars of the substation or switchgear.

The network of land charge to dissipate ground short-circuit current has to perform this function without causing a deterioration of the same by heating to produce current and without generating hazardous potential differences in humans.

Responsible for driving the busbars to connect the lines from different geographical locations have to be able to withstand the mechanical efforts produced by the electromagnetic effect caused by the passage of the short circuit current and thermal stresses caused withstand without suffering the least damage.

Similarly the switchgear should be able to support the new short-circuit current without causing damage directly affecting the integrity of the installation and safety of operating personnel of the substation.

Therefore, it is necessary to take urgent measures and that it would enter a phase in which, after an investment to increase system reliability effects occur which cause the opposite result and therefore the initial investment will have been a real wastage.



## Índice

1.	INTRODUCCIÓN.	12
1.1.	MOTIVACIÓN DEL PROYECTO.	12
1.2.	PRINCIPALES OBJETIVOS.	12
1.3.	FASES DE DESARROLLO.	12
1.4.	MEDIOS.	13
1.5.	ESQUEMA DEL ESTUDIO.	13
2.	SUBESTACIONES.	14
2.1.	DEFINICIÓN.	14
2.2.	CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.	14
2.2.1.	Por función.	14
2.2.1.1.	De maniobra.	14
2.2.1.2.	De transformación pura.	15
2.2.1.3.	De transformación/maniobra.	16
2.2.1.4.	De transformación/cambio de número de fases.	16
2.2.1.5.	De rectificación.	17
2.2.1.6.	De central.	17
2.2.2.	Según emplazamiento.	18
2.2.2.1.	De intemperie.	18
2.2.2.2.	De interior.	18
2.2.2.3.	Blindadas.	19
2.2.3.	Según configuración.	20
2.2.3.1.	Interruptor sencillo-Barra simple.	20
2.2.3.2.	Interruptor sencillo-Barra partida.	21
2.2.3.3.	Interruptor Simple-Barra de transferencia.	22
2.2.3.4.	Interruptor y medio.	23
2.2.3.5.	Interruptor doble-Barra doble.	24
2.3.	ELEMENTOS DE LA SUBESTACIÓN.	25
2.3.1.	Interruptor.	25
2.3.1.1.	Tipos de interruptores.	25
2.3.2.	Seccionadores.	26
2.3.3.	Transformador de medida.	28
2.3.4.	Autoválvulas-pararrayos.	30





2.3.5.	Bobinas de bloqueo.....	31
2.3.6.	Transformadores de tensión.....	32
2.3.7.	Autotransformador.....	33
2.4.	SUBESTACIÓN PINAR DEL REY.....	35
2.4.1.	Generalidades.....	35
2.4.1.1.	Reglamentación.....	35
2.4.2.	Descripción general de la subestación.....	35
2.4.2.1.	Situación.....	35
2.4.2.2.	Hipótesis de cálculo.....	36
2.4.2.2.1.	Condiciones ambientales.....	36
2.4.2.2.2.	Datos cortocircuito.....	36
2.4.2.2.3.	Datos del terreno a efectos de red de tierras.....	36
2.4.3.	Características de la instalación.....	36
2.4.3.1.	Descripción general de la instalación.....	36
2.4.3.2.	Posiciones.....	37
2.4.3.3.	Aparamenta.....	38
2.4.3.4.	Embarrados.....	39
2.4.3.5.	Red de tierras.....	40
2.4.3.6.	Disposición general de las calles del parque de 400 kV.....	40
2.4.3.7.	Disposición general de las calles del parque de 220 kV.....	44
3.	PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS.....	50
3.1.	ANÁLISIS MALLA DE TIERRA.....	51
3.1.1.	Hipótesis de diseño.....	51
3.1.2.	Normativa aplicable.....	52
3.1.3.	Conductor de tierra.....	52
3.1.4.	Características del terreno.....	53
3.1.5.	Cálculos justificativos malla tierra.....	53
3.1.5.1.	Resistencia de la malla.....	53
3.1.5.2.	Tensiones de paso y contacto admisibles.....	54
3.1.5.3.	Cálculos de las corrientes de falta de tierra.....	55
3.1.5.4.	Tensiones de paso y contacto.....	56
3.1.5.5.	Conductor.....	59
3.1.5.6.	Conclusión.....	60
3.2.	ANÁLISIS MECÁNICO DEL EMBARRADO.....	60
3.2.1.	Hipótesis de diseño.....	60



3.2.2.	Condiciones de instalación.....	60
3.2.3.	Normativa aplicable. ....	60
3.2.3.1.	Cálculos justificativos del embarrado principal de 220 kV.....	61
3.2.3.1.1.	Características del conductor del embarrado.....	61
3.2.3.1.2.	Corriente de cortocircuito. ....	62
3.2.3.1.3.	Tensiones en el embarrado. ....	63
3.2.3.1.4.	Efectos sobre el conductor principal. ....	63
3.2.3.1.4.1.	Dimensiones y parámetros característicos.....	63
3.2.3.1.4.2.	Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.....	66
3.2.3.1.4.3.	Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.....	67
3.2.3.1.4.4.	Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{min}$ . ....	67
3.2.3.1.4.5.	Conclusión. ....	69
3.2.3.1.5.	Cálculo del calentamiento. ....	69
3.2.3.2.	Cálculos justificativos del embarrado superior e inferior de $400\text{ mm}^2$ .....	70
3.2.3.2.1.	Características del conductor del embarrado.....	70
3.2.3.2.2.	Corriente de cortocircuito. ....	71
3.2.3.2.3.	Tensiones en el embarrado. ....	72
3.2.3.2.4.	Efectos sobre el conductor principal. ....	72
3.2.3.2.4.1.	Dimensiones y parámetros característicos.....	72
3.2.3.2.4.2.	Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.....	75
3.2.3.2.4.3.	Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.....	76
3.2.3.2.4.4.	Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{min}$ . ....	76
3.2.3.2.4.5.	Conclusión. ....	78
3.2.3.2.5.	Cálculo del calentamiento. ....	78
3.2.3.3.	Cálculos justificativos del embarrado superior e inferior de $236\text{ mm}^2$ .....	79
3.2.3.3.1.	Características del conductor del embarrado.....	79
3.2.3.3.2.	Corriente de cortocircuito. ....	80
3.2.3.3.3.	Tensiones en el embarrado. ....	81
3.2.3.3.3.1.	Efectos sobre el conductor principal. ....	81
3.2.3.3.3.2.	Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.....	84
3.2.3.3.3.3.	Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.....	85
3.2.3.3.3.4.	Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{min}$ . ....	85
3.2.3.3.3.5.	Conclusión. ....	87
3.2.3.3.4.	Cálculo del calentamiento. ....	87
3.2.3.4.	Esfuerzos mecánicos en los aisladores.....	88
3.3.	ANÁLISIS DE LA APARAMENTA. ....	89



3.3.1.	Seccionadores. ....	89
3.3.2.	Interruptores. ....	92
3.3.3.	Transformadores de medida. ....	93
3.3.3.1.	Transformador de intensidad de aislamiento papel-aceite. ....	93
3.3.3.2.	Transformador de tensión capacitivo. ....	94
FIGURA Nº41.- HOJA CARACTERÍSTICA TRANSFORMADOR MEDIDA DE TENSIÓN CAPACITIVOS DFK-245		
.....		94
3.3.3.3.	Transformador de tensión inductivo.....	95
FIGURA Nº42.- HOJA CARACTERÍSTICA TRANSFORMADOR MEDIDA DE TENSIÓN INDUCTIVOS UTF-245.		95
3.3.3.4.	Bobinas de bloqueo.....	96
4.	ACCIONES PARA LA ADAPTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 40 KA A 50 KA.....	97
5.	PRESUPUESTO.....	100
5.1.	INGENIERÍA. ....	100
5.2.	MATERIALES.....	100
5.2.1.	Aparamenta y materiales del parque de 220kV.....	100
5.3.	CONSTRUCCIÓN. ....	101
5.3.1.	Montaje electromecánico. ....	101
5.3.1.1.	Obra civil. ....	101
5.3.1.2.	Instalación aparamenta.....	102
5.3.1.3.	Instalación embarrados.....	102
5.3.2.	Servicios diversos. ....	102
5.4.	PRESUPUESTO TOTAL.....	103

## ANEXOS

- PL-01. Red de tierras inferiores
- PL-02. Planta general red 220 kV
- PL-03. Perfil parque 400 kV 1/3
- PL-04. Perfil parque 400 kV 2/3
- PL-05. Perfil parque 400 kV 3/3
- PL-06. Perfil parque 220 kV
- PL-07. Esquema unifilar 220 kV
- PL-08. Esquema unifilar 440 kV



## Índice Figuras

Figura nº1.- Subestación maniobra .....	15
Figura nº2.- Subestación transformación .....	15
Figura nº3.- Subestación transformación/maniobra.....	16
Figura nº4.- Subestación transformación/cambio número fases.....	16
Figura nº5.- Subestación rectificación .....	17
Figura nº6.- Subestación de central .....	17
Figura nº7.- Subestación intemperie.....	18
Figura nº8.- Subestación interior .....	18
Figura nº9.- Subestación blindada.....	19
Figura nº10.- Subestación barra simple .....	20
Figura nº11.- Subestación barra partida .....	21
Figura nº12.- Subestación barra transferencia.....	22
Figura nº13.- Subestación interruptor y medio.....	23
Figura nº14.- Subestación interruptor doble-barra doble .....	24
Figura nº15.- tipos interruptores .....	26
Figura nº16.- Seccionador apertura vertical .....	26
Figura nº17.- Seccionador apertura central .....	27
Figura nº18.- Seccionador apertura horizontal doble .....	27
Figura nº19.- Seccionador pantógrafo .....	27
Figura nº20.- Transformador de medida de intensidad .....	28
Figura nº21.- Transformador de medida de tensión inductivo .....	29
Figura nº22.- Transformador de medida de tensión capacitivo.....	30
Figura nº23.- Autoválvulas-pararrayos.....	31
Figura nº24.- Bobinas de bloqueo .....	32
Figura nº25.- Transformador de tensión .....	33
Figura nº26.- Autotransformador.....	34
Figura nº27.- Situación subestación PINAR DEL REY .....	35
Figura nº28.- Curvas factor de reducción 25% contribución local, 75% remota .....	56
Figura nº29.- Sección Conductor Lapwing.....	61
Figura nº30.- Factor $\Psi$ relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Lapwing).....	67
Figura nº31.- Perfil embarrado principal durante cortocircuito .....	69



Figura nº32.- Sección Conductor Macaw 403 mm <sup>2</sup> .....	70
Figura nº33.- Factor $\Psi$ relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Macaw) .....	76
Figura nº34.- Sección embarrado alto y bajo Macaw de 403 mm <sup>2</sup> .....	78
Figura nº35.- Sección embarrado alto y bajo Toucan de 242 mm <sup>2</sup> .....	79
Figura nº36.- Factor $\Psi$ relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Toucan) .....	85
Figura nº37.- Aislador U 160 BL.....	89
Figura nº38.- Hoja característica seccionadores SG3C y SG3CP.....	91
Figura nº39.- Hoja característica Interruptores HPL 170 - 300 .....	92
Figura nº40.- Hoja característica Transformador medida de intensidad CA-245.....	93
Figura nº41.- Hoja característica Transformador medida de tensión capacitivos DFK-245 .....	94
Figura nº42.- Hoja característica Transformador medida de tensión inductivos UTF-245 .....	95
Figura nº43.- Hoja característica Bobina de bloqueo 0,2/2000 .....	96
Figura nº44.- Planta embarrados a sustituir .....	97



## Índice Tablas

<i>Tabla nº1.- Aparalleje Calle 1 Parque 400 kV .....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla nº2.- Aparalleje Calle 2 Parque 400 kV .....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla nº3.- Aparalleje Calle 3 Parque 400 kV .....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla nº4.- Aparalleje Calle 4 Parque 400 kV .....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla nº5.- Aparalleje Calle 5 Parque 400 kV .....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla nº6.- Aparalleje Calle 1 Parque 220 kV .....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla nº7.- Aparalleje Calle 2 Parque 220 kV .....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla nº8.- Aparalleje Calle 3 Parque 220 kV .....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla nº9.- Aparalleje Calle 4 Parque 220 kV .....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla nº10.- Aparalleje Calle 5 Parque 220 kV .....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla nº11.- Aparalleje Calle 6 Parque 220 kV .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla nº12.- Aparalleje Calle 7 Parque 220 kV .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla nº13.- Aparalleje Calle 8 Parque 220 kV .....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla nº14.- Aparalleje Calle 9 Parque 220 kV .....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla nº15.- Conductor Lapwing 805 mm<sup>2</sup> .....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla nº16.- Conductor Macaw 403 mm<sup>2</sup> .....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla nº17.- Conductor Toucan 242 mm<sup>2</sup> .....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla nº18.- Características Aislador U 160 BL .....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla nº19.- Comparativa esfuerzos en Aislador U 160 BL .....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla nº20.- Características Seccionador SG3CT-245/1600 .....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla nº21.- Características Seccionador SG3C-245/1600 .....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla nº22.- Características Seccionador SG3C-245/2000 .....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla nº23.- Características Seccionador SG3C-245/2000 .....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla nº24.- Presupuesto material eléctrico a sustituir .....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla nº25.- Presupuesto Obra Civil .....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla nº26.- Presupuesto Instalación apartamenta.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla nº27.- Presupuesto Servicios Diversos.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla nº28.- Presupuesto Total.....</i>	<i>103</i>



Universidad Carlos III Madrid  
Departamento de ingeniería eléctrica

---

ANÁLISIS PARA LA ADECUACIÓN A 50KA DE UNA SUBESTACIÓN ELECTRICA DE 220KV INICIALMENTE DISEÑADA A 40KA

---



## **1. INTRODUCCIÓN.**

### **1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO.**

Dado que se está produciendo una mayor demanda de energía y el creciente incremento de nuevas centrales, junto con el mayor requerimiento de seguridad del suministro para aumentar la calidad del mismo, se han tomado medidas que conllevan una ampliación de la red de transporte y un mayor mallado de las redes de alta tensión. Por esta razón hay más fuentes que contribuyen al incremento de la corriente de cortocircuito cuando se produce una falla, lo cual afecta directamente a las subestaciones conectadas a dicha red de transporte incrementando las corrientes de cortocircuito que se pueden registrar y sobrepasando los niveles que se habían tomado para su diseño, por lo que es necesario la realización de un estudio y la toma de medidas para que dicha subestación reúna las condiciones de seguridad y servicio necesarias.

### **1.2. PRINCIPALES OBJETIVOS.**

Tras un estudio preliminar facilitado por REE se ha determinado que la corriente de cortocircuito es superior a la que se había tomado de referencia para el diseño de esta subestación, pasando de una corriente de 40 kA a una de 50 kA, por todo ello es necesario realizar un estudio de los posible efectos que puedan ocasionar en la subestación y tomar medidas al respecto, para cumplir un requerimiento de seguridad y continuidad del servicio.

### **1.3. FASES DE DESARROLLO.**

Para la toma de una decisión elocuente se procederá al análisis de la subestación analizando principalmente 3 aspectos fundamentales:

- Red de tierras. Se realizará el análisis de la red de tierras para corroborar que cumple con las tensiones de paso y contacto que proporcionan la seguridad exigida tanto dentro como en las inmediaciones de la subestación.
- Embarrados. El estudio comprenderá el análisis de esfuerzos mecánicos que la corriente de cortocircuito provoca en los conductores.
- Aparamenta. Se analizarán los equipos que componen la subestación para comprobar que no puedan ser afectados.





#### **1.4. MEDIOS.**

Para el desarrollo del estudio ha sido facilitada toda la información necesaria acerca de la subestación objetivo por parte de REE.

También ha sido necesaria la utilización de la normativa referente a los diferentes cálculos que se ha realizado.

#### **1.5. ESQUEMA DEL ESTUDIO.**

El presente estudio se divide en 4 partes:

En la primera parte denominada como subestaciones se hace un resumen acerca de los tipos de subestaciones en función de diferentes criterios, como pueden ser el tipo de configuración, el lugar de emplazamiento o su uso. Se analizan los equipos principales que componen una subestación cualquiera, y se procede a la descripción de la subestación objetivo del estudio "SUBESTACIÓN PINAR DEL REY".

Después continúa con el procedimiento de análisis donde se analizarán por separado los diferentes elementos. Como la red de tierras, los embarrados y la aparamenta de la subestación.

Como consecuencia del análisis se obtiene un resultado para el cual se toman las medidas necesarias como son la sustitución de embarrados y de algún equipo de aparamenta.

Tras haber obtenido un resultado se propone un presupuesto haciendo referencia a los costes que acarrea la adaptación de la subestación.



## **2. SUBESTACIONES.**

### **2.1. DEFINICIÓN.**

La subestación eléctrica es una instalación que está destinada a modificar los niveles de tensión, el número de fases o incluso el tipo de corriente, como puede ser el pasar de una corriente alterna a una corriente continua, para adecuarse a las condiciones de consumo de las diferentes cargas eléctricas que se puedan presentar, o simplemente facilitar el transporte de la energía, reduciendo las pérdidas. También están destinadas a la interconexión de diferentes líneas de transporte.

Principalmente son necesarias para realizar el transporte de energía, puesto que a un mayor nivel de tensión reducimos la corriente circulante por las líneas manteniendo la potencia transportada, y con ello las pérdidas producidas por efecto Joule ( $P = I^2 \cdot R$ ), lo cual es muy importante a la hora de realizar transportes a largas distancias.

### **2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.**

Se pueden clasificar de varias formas, por función, según el tipo de emplazamiento y según el esquema eléctrico.

#### **2.2.1. Por función.**

##### **2.2.1.1. De maniobra.**

Están destinadas a la interconexión de dos o más circuitos.

- Todas las líneas que concurren en la subestación son de igual tensión.
- Permite la formación de nudos para obtener una red mallada.
- Aumenta la fiabilidad del sistema.

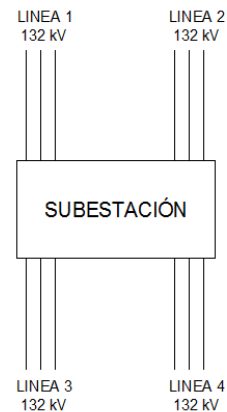


Figura nº1.- Subestación maniobra

### 2.2.1.2. De transformación pura.

Son destinadas a la transformación del nivel de tensión, de un nivel superior a uno inferior.

- Es necesario la presencia de uno o varios transformadores.
- Existen varios niveles de tensión.

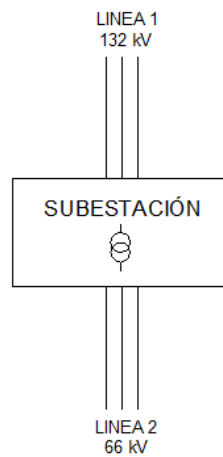


Figura nº2.- Subestación transformación

### 2.2.1.3. De transformación/maniobra.

Destinadas a la transformación a distintos niveles de tensión, desde un nivel superior a uno inferior, y a la interconexión entre circuitos con un mismo o distinto nivel de tensión.

- Es la más usual.

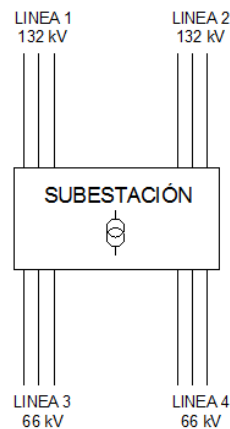


Figura nº3.- Subestación transformación/maniobra

### 2.2.1.4. De transformación/cambio de número de fases.

Destinadas a alimentar a la alimentación de redes con distinto número de fases.

- El ejemplo más usado son la subestación de tracción destinadas a la alimentación de ferrocarriles de manera monofásica.

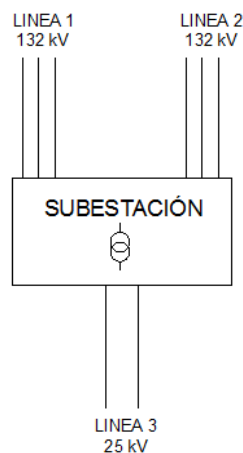


Figura nº4.- Subestación transformación/cambio número fases

### 2.2.1.5. De rectificación.

Destinadas a alimentar redes de corriente continua.

- Subestaciones de tracción.
- Alimentación de redes HVDC.

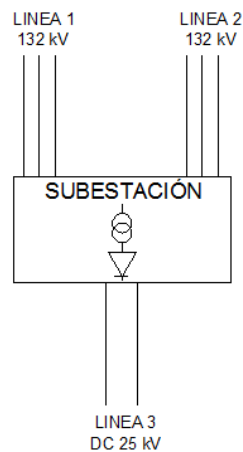


Figura nº5.- Subestación rectificación

### 2.2.1.6. De central.

Destinadas a la transformación de un nivel de tensión inferior a uno superior.

- Usado en centrales eléctricas para la evacuación de potencia.

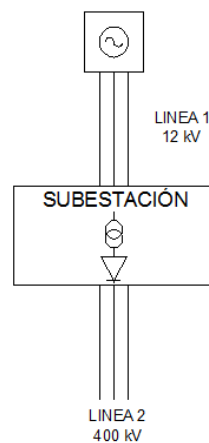


Figura nº6.- Subestación de central

### 2.2.2. Según emplazamiento.

#### 2.2.2.1. De intemperie.

Estas subestaciones se construyen en terrenos o áreas expuestas al medio ambiente y por lo tanto requieren de un diseño, aparatos y máquinas que sean capaces de soportar el funcionamiento en condiciones ambientales adversas.



Figura nº7.- Subestación intemperie

#### 2.2.2.2. De interior.

Todos los equipos están preparados para funcionar en interior aunque están en desuso debido a la creciente utilización de las subestaciones blindadas en hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), tecnología GIS, pero sigue siendo una opción en localizaciones urbanas.

- Elementos protegidos frente a agentes atmosféricos.
- Distancias menores.
- Más caras.
- Los transformadores suelen estar en el exterior.

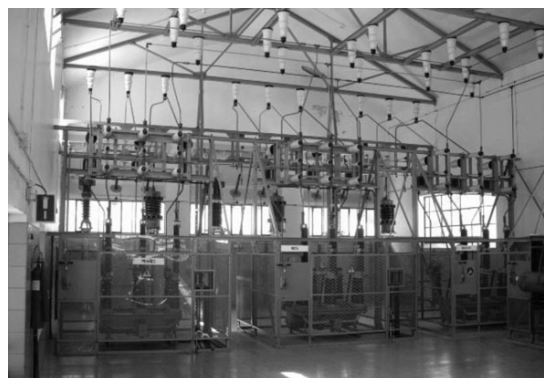


Figura nº8.- Subestación interior

### 2.2.2.3. Blindadas.

- Están aisladas por gas  $SF_6$ , en lugar de aire como en las subestaciones convencionales.
- Mínimo espacio requerido, del orden de diez veces menos que una intemperie, ya que la rigidez dieléctrica de este gas es muy superior a la del aire y además es capaz de disipar el calor con mayor rapidez.
- Empleada en zonas de alta contaminación y en grandes ciudades con problemas de espacio.



*Figura nº9.- Subestación blindada*

### 2.2.3. Según configuración.

#### 2.2.3.1. Interruptor sencillo-Barra simple.

Subestaciones que tan solo tienen una barra para cada nivel de tensión, no ofrecen una gran flexibilidad ya que al producirse una falla en las barras se pierde toda la subestación. El mantenimiento es complicado debido a que no se pueden transferir los equipos, como se puede hacer en una doble barra, por ello se suelen usar para pequeñas capacidades.

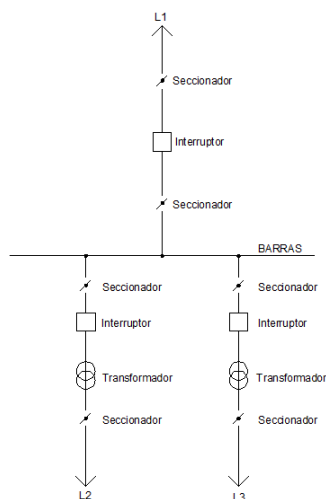


Figura nº10.- Subestación barra simple



### 2.2.3.2. Interruptor sencillo-Barra partida.

Subestaciones que tan solo tienen una barra para cada nivel de tensión, ofrecen una mayor flexibilidad, ya que al producirse una falla en las barras se puede aislar parte del embarrado. El mantenimiento exige la pérdida del circuito a mantener.

- 1 interruptor por circuito.
- 2 seccionadores por circuito + seccionador de barra.
- Fallo en barra: solo se pierde media barra.
- Fallo de interruptor: tras una interrupción, sólo se pierde media barra.
- Mantenimiento interruptor: el circuito afectado queda indisponible.
- Posible operación con 2 nudos eléctricos.

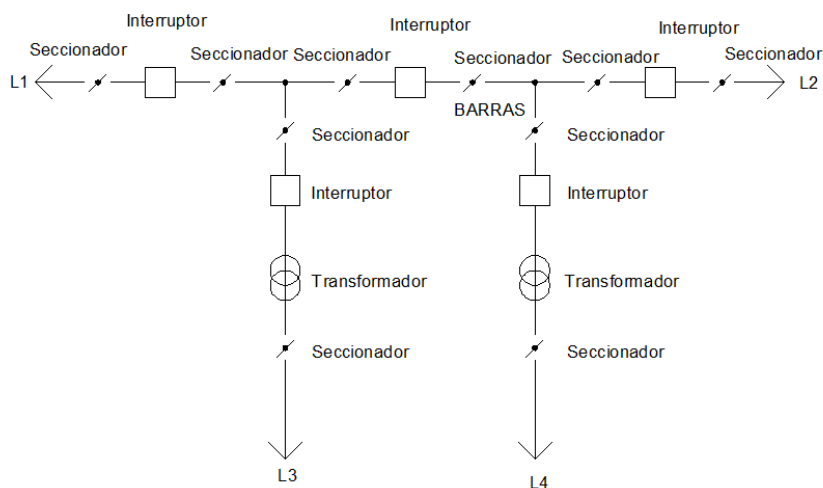


Figura nº11.- Subestación barra partida

### 2.2.3.3. Interruptor Simple-Barra de transferencia.

En este tipo de configuración cada línea de transmisión está conectada a la barra principal por medio de un seccionador como podemos ver en la figura. La barra de transferencia está conectada al embarrado principal por un seccionador, por lo que la barra de transferencia nos sirve como una alternativa al suministro para cualquiera de las líneas de transmisión, en condiciones normales suelen estar energizados los dos embarrados.

- 1 interruptor por circuito + 1 de transferencia.
- 3 seccionadores por circuito + 2 seccionador de transferencia.
- Fallo en barra: tras el corte, continuidad del servicio. Todos los circuitos quedan protegidos por el interruptor de transferencia.
- Fallo de interruptor: tras el corte, continuidad del servicio.
- Mantenimiento interruptor: continuidad de servicio.
- Operación con un nudo eléctrico.

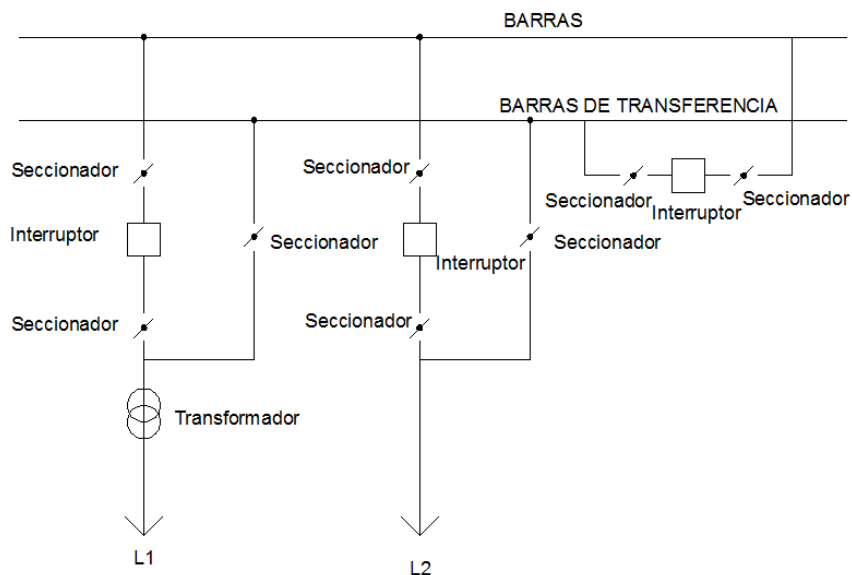


Figura nº12.- Subestación barra transferencia

#### 2.2.3.4. Interruptor y medio.

Se suele usar en subestaciones eléctricas de la red de transmisión con voltajes de 220 kV o superiores. En este esquema hay dos barras principales con tres interruptores, que conectan las dos barras. Las líneas de transmisión terminan en un punto entre los dos interruptores. El nombre de interruptor y medio viene del hecho de que hay tres interruptores para dos líneas.

Con este esquema se obtiene un alto grado de confiabilidad puesto que cualquier interruptor se puede retirar manteniendo las líneas energizadas.

- 1,5 interruptor por circuito.
- 3 seccionadores por circuito.
- Fallo en barra: continuidad del servicio.
- Fallo de interruptor central: se pierde un circuito.
- Mantenimiento interruptor: continuidad de servicio.
- Posibilidad de operación con dos nudos eléctricos.

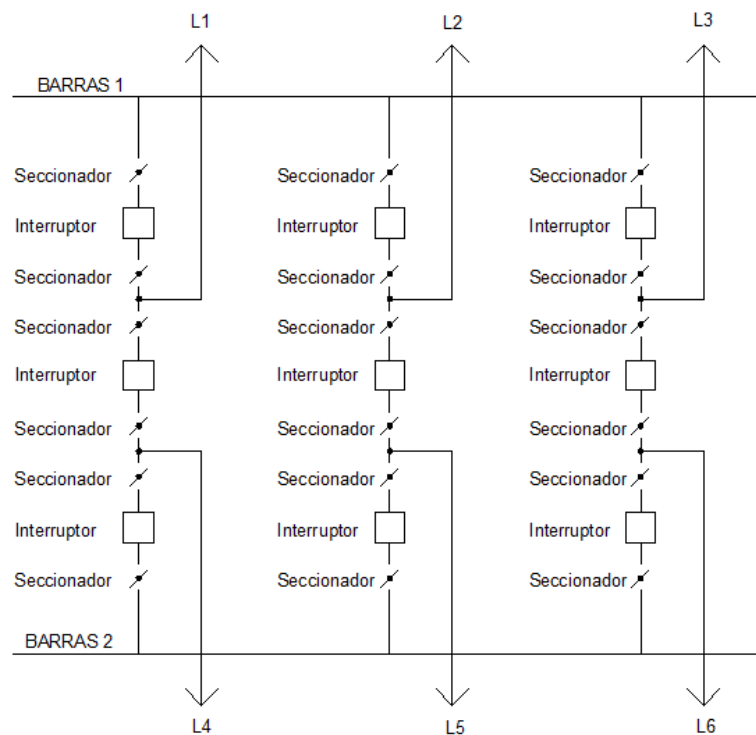


Figura nº13.- Subestación interruptor y medio

### 2.2.3.5. Interruptor doble-Barra doble.

El uso de este tipo de esquemas es más limitado debido a su alto coste, aunque aumenta la seguridad respecto al de interruptor y medio, en general solo son usadas en condiciones muy estrictas de servicio.

- 2 interruptores por circuito.
- 4 seccionadores por circuito.
- Fallo en barra: continuidad del servicio.
- Fallo de interruptor: continuidad del servicio.
- Mantenimiento interruptor: continuidad de servicio.
- Flexibilidad interconexiones.

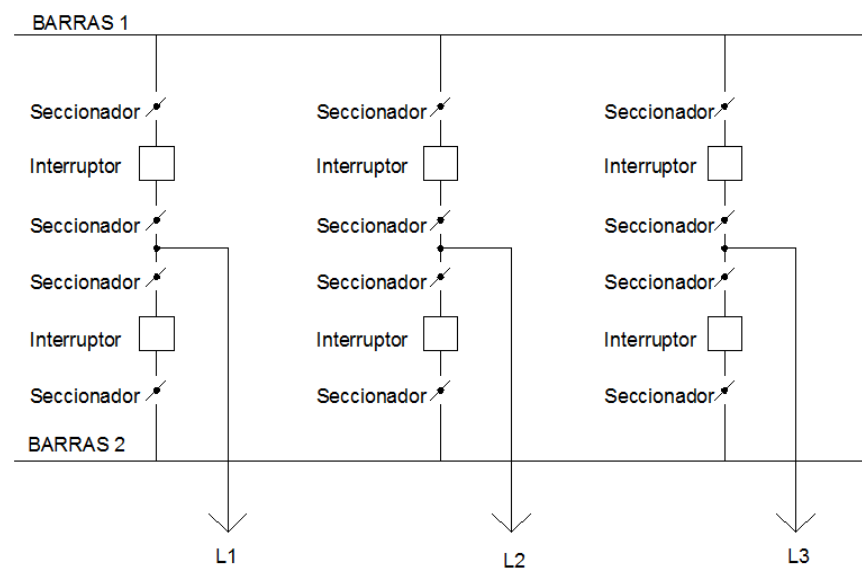


Figura nº14.- Subestación interruptor doble-barra doble



## 2.3. ELEMENTOS DE LA SUBESTACIÓN.

### 2.3.1. Interruptor.

Es un dispositivo encargado de abrir o cerrar un circuito bajo condiciones de servicio o falta, por lo que debe estar preparado para abrir cuando por el circule la máxima corriente de cortocircuito de diseño.

#### 2.3.1.1. Tipos de interruptores.

Existen varias formas de clasificar a los interruptores, por el medio de extinción del arco eléctrico ó por las características constructivas del tanque de extinción.

- Por el medio de extinción del arco eléctrico.
  - Interruptor de aceite de gran volumen. El medio de extinción es un tanque de aceite de gran volumen.
  - Interruptor de aceite de pequeño volumen. El medio de extinción es un tanque de aceite de pequeño volumen.
  - Interruptores neumáticos. El método de extinción es mediante el soplado de una corriente de aire para sofocar el arco eléctrico.
  - Interruptores de vacío. La apertura del interruptor se realiza en una cámara de vacío produciéndose la extinción del arco.
- Por las características constructivas del tanque de extinción.
  - De tanque muerto. Tanto el interruptor como el resto de elementos se mantienen al potencial de tierra.
  - De tanque vivo. Las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están sometidas al potencial de la línea.

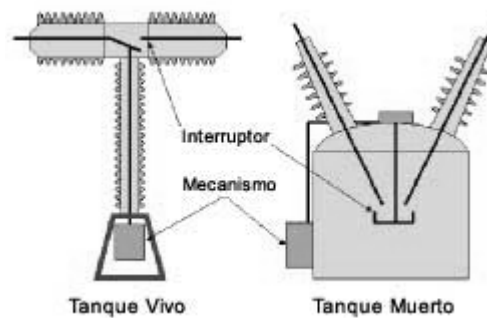


Figura nº15.- tipos interruptores

### 2.3.2. Seccionadores.

Se aplican para dar aislamiento físico a los elementos que están desconectados, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento, La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. La operación de los mismos se hace sin carga.

Un seccionador debe ser capaz de conducir en posición cerrada sin sufrir daños tanto a corriente nominal como cuando se produce una falla.

- Tipos de seccionadores por medio de apertura.
  - De apertura vertical. Se realizada la apertura en el extremo y son necesarias tres columnas de aisladores. (Fig. 16)

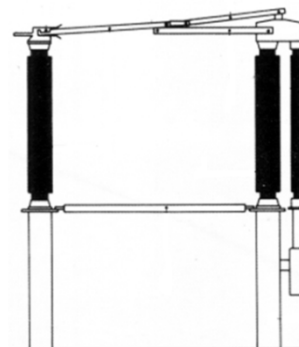


Figura nº16.- Seccionador apertura vertical

- De apertura central. La apertura se realiza en el centro y son necesarias dos columnas de aisladores. (Fig. 17)

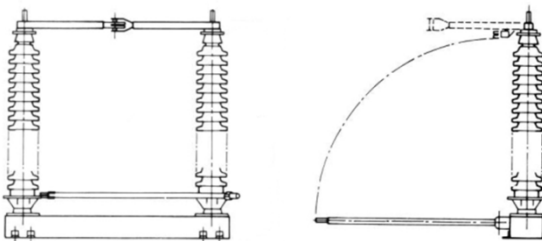


Figura nº17.- Seccionador apertura central

- De apertura horizontal doble. La apertura tiene lugar en ambos extremos, está constituido por tres columnas de aisladores. (Fig. 18)

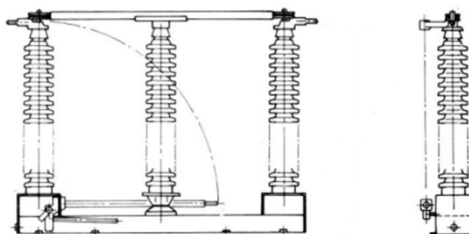


Figura nº18.- Seccionador apertura horizontal doble

- Seccionador pantógrafo. Consiste en un doble brazo e incluir el trapecio de conexión. Es un seccionador de conexión vertical a diferencia de los anteriores. (Fig. 19)

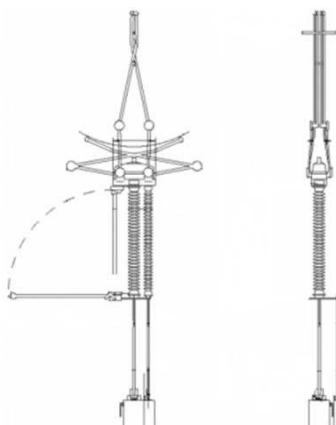


Figura nº19.- Seccionador pantógrafo

### 2.3.3. Transformador de medida.

- Transformador de medida de intensidad.

Son dispositivos destinados a transformar y modificar de forma precisa la corriente a otro valor menor por las siguientes razones.

- Reducir los valores de corriente mediante la transformación a valores más manejables para poder ser medidos.
- Para aislar los equipos secundarios, como pueden ser los de medición, de los voltajes primarios que suelen ser peligrosos debido a su elevado valor.
- Para dar una mayor flexibilidad en la utilización de equipos de medición y protección.
- La posibilidad de utilizar instrumentos de medida y protección estándares que son más económicos y ofrece una mayor flexibilidad en la aplicación.
- Pueden estar aislados tanto en papel-aceite como en gas.

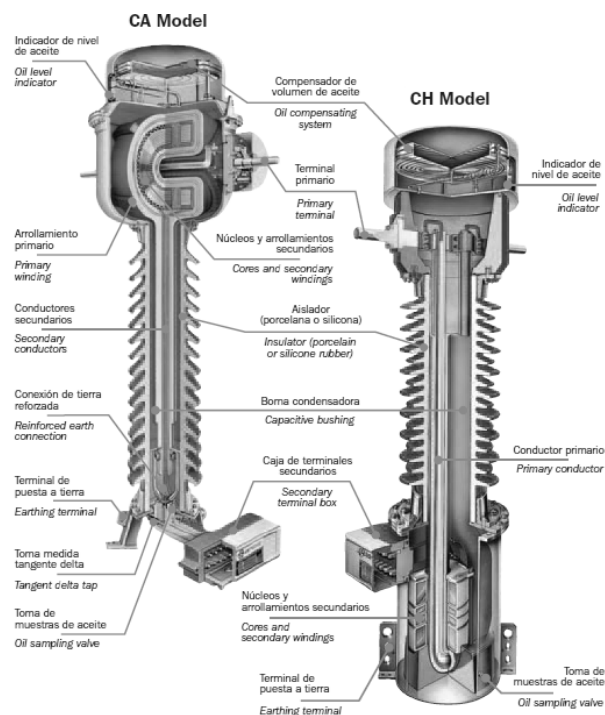


Figura nº20.- Transformador de medida de intensidad



- Transformador de medida de tensión.

Son dispositivos destinados a transformar y modificar de forma precisa el valor de tensión menor por las siguientes razones.

- Reducir los valores de tensión mediante la transformación a valores más manejables para poder ser medidos.
- Para aislar los equipos secundarios, como pueden ser los de medición, de los voltajes primarios que suelen ser peligrosos debido a su elevado valor.
- Para dar una mayor flexibilidad en la utilización de equipos de medición y protección.
- La posibilidad de utilizar instrumentos de medida y protección estándares que son más económicos y ofrece una mayor flexibilidad en la aplicación.
- Pueden estar inductivos (fig.21) y capacitivos (fig.22), por lo general los inductivos son utilizados para tomar medidas y para ser utilizados con contadores, y los capacitivos son usados para alimentar relés, sistemas de protección o para tomar medidas con la peculiaridad que pueden enviar señales de alta frecuencia a la red.

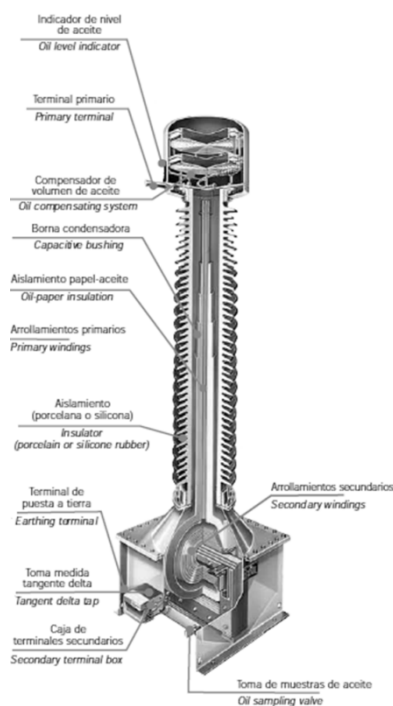


Figura nº21.- Transformador de medida de tensión inductivo

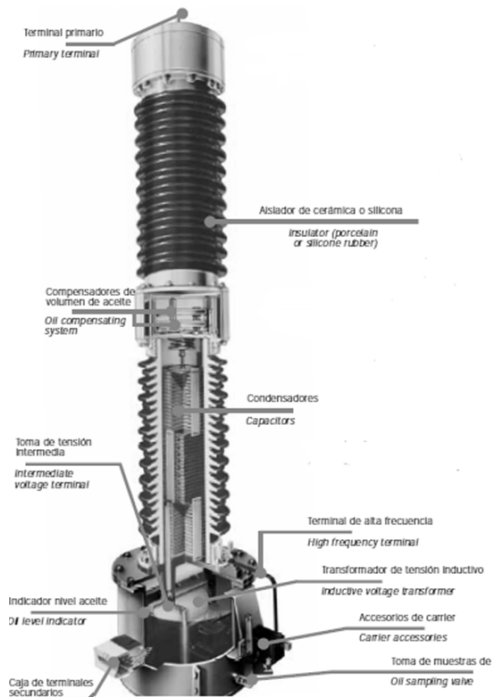


Figura nº22.- Transformador de medida de tensión capacitivo

#### 2.3.4. Autoválvulas-pararrayos.

Uno de los puntos más importantes en el diseño de una subestación es la protección contra sobretensiones atmosféricas o de maniobras, y es aquí donde los pararrayos cumplen una función vital en la protección de los equipos y las instalaciones.

Se suelen instalar en la entrada del transformador de intermedia para protegerle de sobretensiones. Y a la entrada y salida de la subestación. De manera que al producirse una sobretensión de origen atmosférico el pararrayo deriva esta sobretensión a tierra y no produce un deterioro en los equipos.

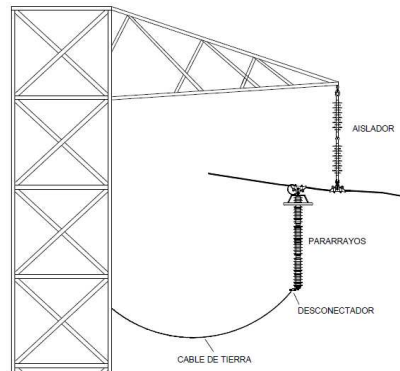


Figura nº23.- Autoválvulas-pararrayos

### 2.3.5. Bobinas de bloqueo.

Las líneas de transmisión de potencia también son utilizadas para la transmisión de señales de onda portadora entre 30 kHz y 500 kHz, para telecontrol, telefonía, tele protección, tele medición, etc., comúnmente llamado "sistema de onda portadora"(carrier).

La bobina de bloqueo o trampa de onda tiene la función de impedir que las señales de alta frecuencia sean derivadas en direcciones indeseables, sin perjuicio a la transmisión de energía en la frecuencia industrial.

La bobina de bloqueo es, por lo tanto, acoplada en serie con las líneas de transmisión de alta tensión. Estos equipos deben ser dimensionados para soportar la corriente nominal de la línea en la frecuencia industrial y las corrientes de cortocircuito a las cuales están sujetas las líneas de transmisión.

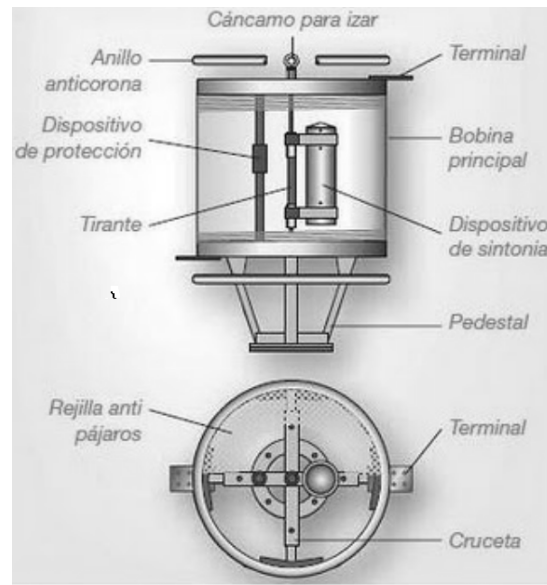


Figura nº24.- Bobinas de bloqueo

### 2.3.6. Transformadores de tensión.

Es el elemento principal de la subestación, es el encargado de transformar de un nivel de tensión a otro manteniendo prácticamente la misma potencia debido a que las pérdidas son muy pequeñas.

Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, por lo general cobre, aisladas entre sí eléctricamente y por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferro magnético.

Están constituidos en su forma básica por un bobinado primario, otro secundario y por un núcleo de hierro o acero laminado para disminuir las pérdidas, de tal forma que en el paso de la corriente por el primario se crea un flujo magnético que atraviesa el núcleo para inducir una corriente en el secundario, que dependiendo del número de arrollamientos del primario y el secundario se obtendrán distintos niveles de tensión y de intensidad a igualdad de potencia.

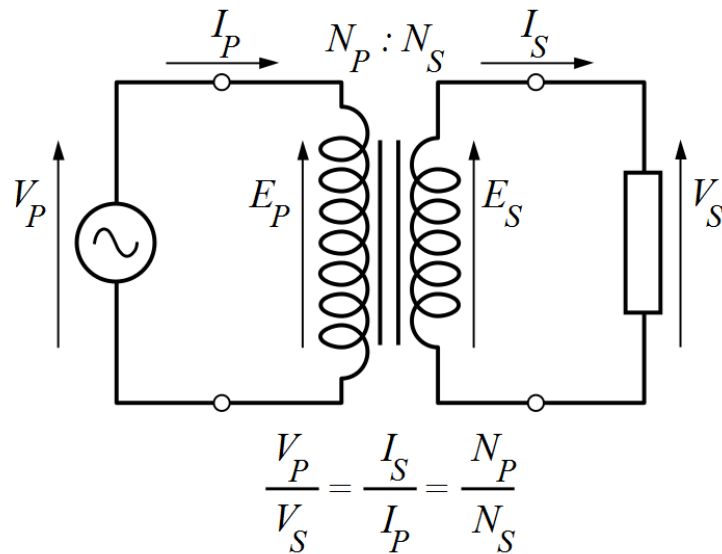


Figura nº25.- Transformador de tensión

### 2.3.7. Autotransformador.

Es una máquina muy similar al transformador con la única diferencia de que tan solo tiene un devanado alrededor del núcleo, este devanado tiene tres salidas de tal forma que el primario se conecta a dos de ellas y el secundario a otras dos obteniéndose dos niveles de tensión distintos.

En el autotransformador hay una parte que se conoce como devanado común que participa tanto en el primario como en el secundario, y el resto del devanado se conoce como devanado serie y es la parte que otorga la diferencia de tensión entre el primario y el secundario.

El autotransformador es más compacto que un transformador, necesita menos material ya que el primario y el secundario comparten parte de un devanado, por lo que son más económicos. Pero como contrapartida no podemos utilizarlo para saltos grandes de tensión ya que las pérdidas se incrementarían notablemente.

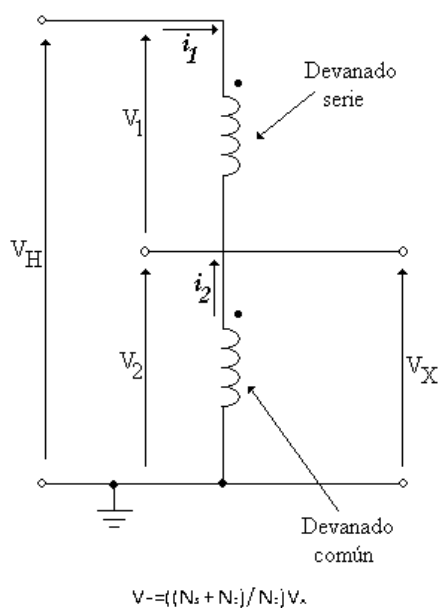


Figura nº26.- Autotransformador

## 2.4. SUBESTACIÓN PINAR DEL REY.

### 2.4.1. Generalidades.

#### 2.4.1.1. Reglamentación.

Este estudio está realizado mediante las normas y reglamentaciones impuestas por las RCE (Reglamento sobre centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación) así como las normas RLAT (Reglamento de líneas de alta tensión) y las instrucciones técnicas complementarias que se nombran a lo largo del proyecto ITC MIE-RAT.

### 2.4.2. Descripción general de la subestación.

#### 2.4.2.1. Situación.

La subestación que será sometida al estudio y posterior propuesta de modificación, está situada en las coordenadas  $36^{\circ}14'52''N$   $5^{\circ}24'43''W$ , a 4km. del municipio de San Roque y junto al Pinar del Rey el cual le da nombre a esta subestación.

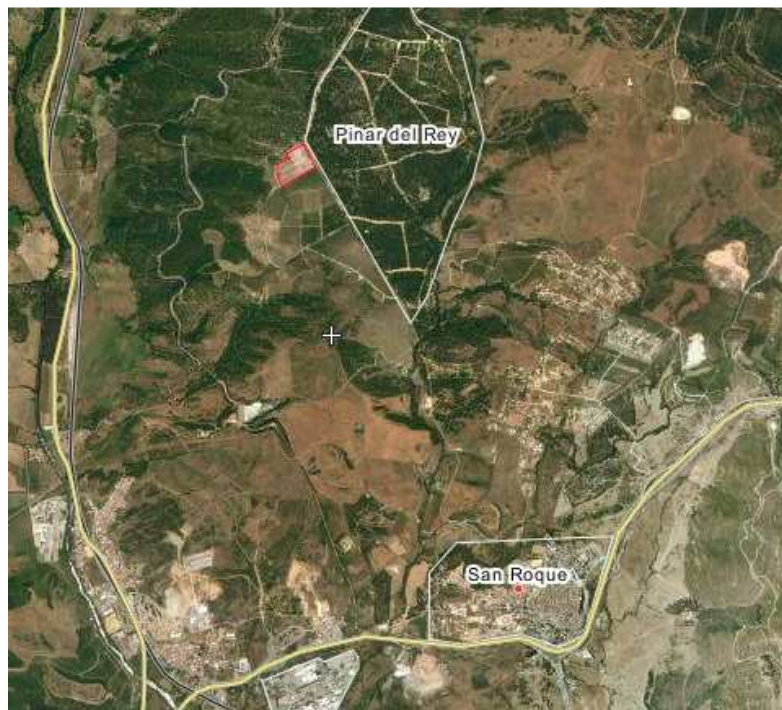


Figura nº27.- Situación subestación PINAR DEL REY



#### **2.4.2.2. Hipótesis de cálculo.**

##### **2.4.2.2.1. Condiciones ambientales.**

Las condiciones ambientales del emplazamiento apropiado serán las siguientes:

- Altura sobre el nivel del mar..... <500 m
- Tipo de zona..... A (Según R.L.A.T.)
- Temperaturas extremas..... + 50° C/-15° C
- Contaminación ambiental..... Media
- Nivel de niebla..... Bajo-Medio
- Línea de fuga..... 25 mm/KV

Para el cálculo de la sobrecarga del viento, se considerará viento horizontal con una velocidad máxima de 140 km/h.

La subestación se encuentra a menos de 500 m sobre el nivel del mar, con lo que se adoptarán sobrecargas correspondientes a la zona A.

##### **2.4.2.2.2. Datos cortocircuito.**

A efectos de cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se considera una intensidad de cortocircuito de 50 kA en el parque de 220 kV, con una duración máxima de 0,5 s.

##### **2.4.2.2.3. Datos del terreno a efectos de red de tierras.**

A efectos de cálculo se considerará una resistividad del terreno de 100  $\Omega \cdot m$ .

#### **2.4.3. Características de la instalación.**

##### **2.4.3.1. Descripción general de la instalación.**

La subestación consta de un parque de tensión 400 kV, de 220 kV y otro de 66 kV, interconectando el parque de 400 kV y 220 kV por dos bancos de 3





autotransformadores y uno de reserva de 600 MVA, y el de 220 kV y 66 kV por medio de dos transformadores trifásicos.

Los parques tienen una tecnología convencional de aislamiento y están situados a INTemperie.

El parque de 220 kV tiene una configuración en interruptor y medio, en el que hay equipadas nueve calles completas con sus debidas posiciones, quedando varias posiciones en reserva. Con esta configuración se asegurará el mantenimiento de cada una de las dos barras existentes utilizando solo los interruptores en condiciones normales. Lo que aporta una alta fiabilidad, por tratarse de una subestación de cierta importancia.

El parque de 400 kV tiene una configuración en interruptor y medio, en el que hay equipadas cinco calles completas con sus debidas posiciones, quedando tan solo una posición en reserva, que será ocupada en un futuro cercano. Con esta configuración se asegurará el mantenimiento de cada una de las dos barras existentes utilizando solo los interruptores en condiciones normales al igual que en el parque de 220 kV.

#### **2.4.3.2. Posiciones.**

- Parque de 400 kV

Calle 1

Posición 11: Los Barrios 1 (Futura).

Posición 21: Autotransformador 1 400/220 kV.

Calle 2:

Posición 12: Los Barrios 2

Posición 22: Autotransformador 2 400/220 kV.

Calle 3:

Posición 13: Puerto de la Cruz.

Posición 23: Campo de Gibraltar 1.

Calle 4:

Posición 14: Tajo de la encantada 2.

Posición 24: Campo de Gibraltar 2.

Calle 5:



Posición 15: Don Rodrigo.

Posición 25: Tajo de la encantada 1.

- Parque de 220 kV

Calle 0

Posición 10: Reserva.

Posición 20: Acerinox.

Calle 1

Posición 11: 1º transformador de 220/66 kV.

Posición 21: Dos hermanas.

Calle 2:

Posición 12: 2º transformador de 220/66 kV.

Posición 22: Alcores.

Calle 3:

Posición 13: Reserva.

Posición 23: C.T.S. Roque.

Calle 4:

Posición 14: C.T.B.A.

Posición 24: Alhaurín.

Calle 5:

Posición 15: C.T.B.A.

Posición 25: Costa del sol.

Calle 6:

Posición 16: Reserva.

Posición 26: C.T.S. Roque.

Calle 7:

Posición 17: Autotransformador 400/220 kV.

Posición 27: Los Barrios.

Calle 8:

Posición 18: Reserva.

Posición 28: Reserva.

#### **2.4.3.3. Aparamenta.**

- Parque de 400 kV y 220 kV.



- Seccionadores pantógrafo (solo en el parque de 400 kV).
  - Transformadores de intensidad.
  - Interruptores.
  - Seccionadores rotativos de 3 columnas con puesta a tierra.
  - Pararrayos-autoválvula.
  - Bobinas de bloqueo.
  - Transformadores de tensión capacitivos.
  - Aisladores de apoyo.
- Parque de transformación.
  - 2 bancos de transformación formados por tres unidades monofásicas de 600 MVA.

#### **2.4.3.4. Embarrados.**

- Parque de 400 kV

El embarrado está constituido por barra de tubo de aluminio.

Los conductores estarán dispuestos en tres niveles:

- Embarrados bajos, barras de conexión entre aparatos a 7,5 m de altura apoyadas sobre aisladores de apoyo de nivel C10.
  - Embarrados altos, barras principales a 13,5 m de altura apoyadas sobre aisladores de apoyo de nivel C16.
  - Tendidos altos y pendolones de cable Lapwing dúplex a 21,55 m de altura.
- Parque de 220 kV.
    - Embarrados bajos, barras de conexión de cable dúplex MACAWE ACSS o TOUCAN ACSS, dependiendo de la calle, con unas secciones de 400 mm<sup>2</sup> o 236 mm<sup>2</sup> situados a una altura de 6 m y soportados por aisladores U 160.



- Embarrados principales, barras principales de cable dúplex LAPWING ACSS de  $800 \text{ mm}^2$  de sección situados a una altura de 11,5 m, soportados por aisladores U 160.

- Tendidos altos de cable dúplex MACAWE ACSS o TOUCAN ACSS, dependiendo de la calle, con unas secciones de  $400 \text{ mm}^2$  o  $236 \text{ mm}^2$  situados a una altura de 17,5 m soportados por aisladores U 160.

Todos los embarrados están tensados con una tensión media de 800 kg.

#### **2.4.3.5. Red de tierras.**

Red de tierras inferiores: Está formada por una malla de cable de cobre de  $120 \text{ mm}^2$  de sección, enterrada a 0,60 m, cuyas dimensiones se ven reflejadas en el plano PL-01

#### **2.4.3.6. Disposición general de las calles del parque de 400 kV.**

El parque de 400 kV adopta una configuración en interruptor y medio, en el que hay cinco calles completas con sus debidas posiciones.

Las utilizaciones de estas posiciones serán:

Calle 1

Posición 11: Los Barrios 1 (Futura).

Posición 21: Autotransformador 1 400/220 kV.

Calle 2:

Posición 12: Los Barrios 2

Posición 22: Autotransformador 2 400/220 kV.

Calle 3:

Posición 13: Puerto de la Cruz.

Posición 23: Campo de Gibraltar 1.

Calle 4:

Posición 14: Tajo de la encantada 2.

Posición 24: Campo de Gibraltar 2.

Calle 5:



Posición 15: Don Rodrigo.

Posición 25: Tajo de la encantada 1.

Cada una de estas calles dispone del siguiente aparellaje:

CALLE 1		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Seccionador pantógrafo columnas	2 juegos trifásicos	89B2-1
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIO1-1 TIB2-1
Interruptor	3 juegos trifásicos	520-1 522-1
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	894-1/574-1
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-1 8920-1
Autoválvula-Pararrayos	2 juegos trifásicos	PY4-2 PY4-8
Trafo. 400 kV / 220 kV	1 bancos de 3 monofásicos	ATP1

Tabla nº1.- Aparalleje Calle 1 Parque 400 kV

CALLE 2		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Seccionador pantógrafo columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	89B1-2/57B1-2 89B2-2/57B2-2
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-2 TIO1-2 TIB2-2
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-2 520-2 522-2
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	8910-2/5710-2 8920-2/5720-2
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-2 8901-2
Autoválvula-Pararrayos	2 juegos trifásicos	PY4-2 PY4-8
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-2/573-2 894-2
Trafo. 400 kV / 220 kV	1 bancos de 3 monofásicos	ATP2
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-2
Bobinas de Bloqueo	1 equipo	LT3-2

Tabla nº2.- Aparalleje Calle 2 Parque 400 kV



CALLE 3		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Seccionador pantógrafo columnas	2 juegos trifásicos	89B1-3 89B2-3
Transformador de intensidad	4 juegos trifásicos	TIB1-3 TIO1-3 TIB2-3 TI4-3
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-3 520-3 522-3
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-3 8920-3
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8902-3 8901-3
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-3/573-3 894-3/574-3
Transformador de Tensión Capacitivo	2 equipos	TC3-3 TTA4-3
Bobinas de Bloqueo	1 equipo	LT3-3 (Fase 0 y 8)

Tabla nº3.- Aparalleje Calle 3 Parque 400 kV

CALLE 4		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Seccionador pantógrafo columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	89B1-2/57B1-4 89B2-2/57B2-4
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-4 TIO1-4 TIB2-4
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-4 520-4 522-4
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	8910-2/5710-4 8920-2/5720-4
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-4 8901-4
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-2/573-4 894-4
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-4
Bobinas de Bloqueo	1 equipo	LT3-4

Tabla nº4.- Aparalleje Calle 4 Parque 400 kV



CALLE 5		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Seccionador pantógrafo columnas	2 juegos trifásicos	89B1-5 89B2-5
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-5 TIO1-5 TIB2-5 TI4-5
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-5 520-5 522-5
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-5 8920-5
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8902-5 8901-5
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-3/573-5 894-3/574-5
Transformador de Tensión Capacitivo	2 equipos	TC3-5 TTA5-3
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT4-5 (Fase 0 y 8) LT3-5

Tabla nº5.- Aparalleje Calle 5 Parque 400 kV

#### 2.4.3.7. Disposición general de las calles del parque de 220 kV.

El parque de 220 kV tiene una configuración de interruptor y medio, en el que se disponen nueve calles completas con sus correspondientes posiciones.

Las utilizaciones de estas posiciones serán:

Calle 0

Posición 10: Reserva.

Posición 20: Acerinox.

Calle 1

Posición 11: 1º transformador de 220/66 kV.

Posición 21: Dos hermanas.

Calle 2:

Posición 12: 2º transformador de 220/66 kV.

Posición 22: Alcores.

Calle 3:





Posición 13: Reserva.

Posición 23: C.T.S. Roque.

Calle 4:

Posición 14: C.T.B.A.

Posición 24: Alhaurín.

Calle 5:

Posición 15: C.T.B.A.

Posición 25: Costa del sol.

Calle 6:

Posición 16: Reserva.

Posición 26: C.T.S. Roque.

Calle 7:

Posición 17: Autotransformador 400/220 kV.

Posición 27: Los Barrios.

Calle 8:

Posición 18: Reserva.

Posición 28: Reserva.

Cada una de estas calles dispondrá del siguiente aparellaje:

CALLE 1		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-1 TIO1-1 TIB2-1
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-1 520-1 522-1
Transformador de tensión (medida)	3 juegos trifásicos	TT3-1 TT4-1
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-2 8920-2 89B1-1 89B2-1
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-1 8901-1
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY4-1
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-1/573-1 894-1
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-1
Transformador de tensión	1 equipo	TF3-1

Tabla nº6.- Aparalleje Calle 1 Parque 220 kV



CALLE 2		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-2 TIO1-2 TIB2-2
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-2 520-2 522-2
Transformador de tensión (medida)	1 juego trifásico	TT4-2
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-2 8920-2 89B1-2 89B2-2
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-2 8901-2
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY4-2
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-2/573-2 894-2
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-2
Transformador de tensión	1 equipo	TF5
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT3-2(Fase 0 y 8)

Tabla nº7.- Aparalleje Calle 2 Parque 220 kV

CALLE 3		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-3 TIO1-3 TIB2-3
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-3 520-3 522-3
Transformador de tensión (medida)	1 juego trifásico	TT4-3
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-3 8920-3 89B1-3 89B2-3
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-3 8901-3
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-3/573-3 894-3
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-3
Transformador de tensión	1 equipo	TF4
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT3-3(Fase 0 y 8)

Tabla nº8.- Aparalleje Calle 3 Parque 220 kV



CALLE 4		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	2 juegos trifásicos	TIB1-4 TIO1-4
Interruptor	2 juegos trifásicos	521-4 520-4
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	1 juegos trifásicos	8910-4
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	3 juegos trifásicos	8902-4 8901-4 89B1-4
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY3-4
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	1 juegos trifásicos	893-4/573-4
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-4

Tabla nº9.- Aparalleje Calle 4 Parque 220 kV

CALLE 5		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-5 TIO1-5 TIB2-5
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-5 520-5 522-5
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-5 8920-5
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8902-5 8901-5 89B1-5 89B2-5
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-5/573-5 894-5/574-5
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-5 TC4-5
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT3-5(Fase 0 y 4) LT4-5

Tabla nº10.- Aparalleje Calle 5 Parque 220 kV



CALLE 6		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-6 TIO1-6 TIB2-6
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-6 520-6 522-6
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-6 8920-6
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8902-6 8901-6 89B1-6 89B2-6
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	893-6/573-6 894-6/574-6
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-6 TC4-6
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT3-6(Fase 8) LT4-6

Tabla nº11.- Aparalleje Calle 6 Parque 220 kV

CALLE 7		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	2 juegos trifásicos	TIB1-7 TIO1-7
Interruptor	2 juegos trifásicos	521-7 520-7
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	1 juegos trifásicos	8910-7
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-7 8901-7 89B1-7
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY3-7
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	1 juegos trifásicos	893-7/573-7
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-7

Tabla nº12.- Aparalleje Calle 7 Parque 220 kV



CALLE 8		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TIB1-8 TIO1-8 TIB2-8
Interruptor	3 juegos trifásicos	521-8 520-8 522-8
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-8 8920-8
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-8 8901-8
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	4 juegos trifásicos	893-8/573-8 894-8 89B1-8 89B2-8
Transformador de Tensión Capacitivo	1 equipo	TC3-8
Bobinas de Bloqueo	2 equipos	LT3-8(Fase 0 y 8) LT4-8
Autotransformador 400/220 kV	1 equipo	ATP2
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY4-8
Transformador de tensión (medida)	1 juego trifásico	TT4-8

Tabla nº13.- Aparalleje Calle 8 Parque 220 kV

CALLE 9		
Aparellaje	Cantidad	Denominación
Transformador de intensidad	2 juegos trifásicos	TIO1-9 TIB2-9
Interruptor	3 juegos trifásicos	520-9 522-9
Seccionador salida posición rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8910-9 8920-9
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	2 juegos trifásicos	8902-9
Seccionador de calle rotativo de 3 Columnas con p. a t.	2 juegos trifásicos	894-9 89B2-9
Autotransformador 400/220 kV	1 equipo	ATP1
Autoválvula-Pararrayos	1 juego trifásico	PY4-9
Transformador de tensión (medida)	1 juego trifásico	TT4-9

Tabla nº14.- Aparalleje Calle 9 Parque 220 kV



### 3. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS.

Tras un pre análisis se concluye que los elementos afectados son:

- Red de tierras. Debido a que un incremento en la intensidad de cortocircuito puede aumentar la tensión de paso y contacto a la que se ve sometida una persona, ya sea perteneciente a la instalación o que se encuentre en las inmediaciones de la subestación, como en el caso de contacto con la valla perimetral o el simple hecho de caminar cerca de la instalación, por ello es uno de los principales puntos a analizar puesto que se trata de la seguridad directa de las personas.
- Análisis mecánico de embarrados. Al producirse una intensidad de cortocircuito en un embarrado se origina un campo magnético relativamente alto, lo que da lugar a una fuerza electromagnética con los conductores paralelos a este embarrado, estas fuerzas por lo general suelen ser esfuerzos dinámicos, es decir, que varían con el paso del tiempo, por ello habrá que analizarlos como tal, ya que pueden producir frecuencias de vibración que afecten a la integridad del material, esto hay que tenerlo en cuenta sobre todo en embarrados rígidos, que no es el caso de este estudio.

Es un punto a tener en cuenta ya que puede producir la rotura del embarrado y como consecuencia producir un accidente o un incidente en el cual además se pierda parte del suministro.

- Aparamenta. Para asegurar la integridad de la instalación, la aparamenta debe aguantar esta intensidad de cortocircuito y tener la capacidad de corte con dicha intensidad para poder proteger elementos con un elevado coste como pueden ser los transformadores.

Hay que comprobar que el error cometido por los equipos de medida en caso de un cortocircuito está dentro de los parámetros establecidos para tener una lectura de la subestación adecuada.

### 3.1. ANÁLISIS MALLA DE TIERRA.

Para realizar el análisis de la red de tierras, analizaremos la malla instalada sometiénola a una intensidad de cortocircuito de 50 kA.

#### 3.1.1. Hipótesis de diseño.

Según la instrucción MIE-RAT-13, Apdo. 1 "Prescripciones generales de seguridad", la tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar sobre un cuerpo humano, se determina en función del tiempo de duración del defecto, según la expresión siguiente:

$$V = \frac{k}{t^n}$$

En donde,  $k = 72$  y  $n = 1$  para tiempos inferiores a 0,9 segundos como es el caso de la instalación en estudio.

A partir de esta fórmula se pueden determinar las máximas tensiones de paso y de contacto admisibles en la instalación, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito.

La estimación de estas tensiones se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Tensión de paso } Es = Vp = \frac{10K}{t^n} \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1.000} \right)$$

$$\text{Tensión de contacto } Em = Vc = \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5\rho_s}{1.000} \right)$$

Estas fórmulas responden a un planteamiento simplificado del circuito de la corriente a través del cuerpo humano, al despreciar la resistencia de la piel y del calzado, y suponiendo una resistencia de 1000 Ohmios, para el mismo.

El cometido de la red de tierras inferiores es establecer las condiciones para que se cumplan estas hipótesis.



### 3.1.2. Normativa aplicable.

Los cálculos realizados cumplen con toda la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones y especialmente con los siguientes reglamentos y normas:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. "REBT". DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología B.O.E.: 18-SEPT-2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias y sus modificaciones posteriores.
- "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación". Real Decreto 3275/1982 de 18 de Noviembre 1982.
- "Instrucciones técnicas complementarias". OM de 18 de octubre de 1984, y modificaciones posteriores.
- "Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión" (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.
- ANSI/IEEE STANDARD 80-2000 IEEE Guide For Safety in Substation Grounding (Publicación IEEE sobre métodos prácticos para el cálculo de redes de tierra).

Cuando la aplicación de algunas de las anteriores normas proporciona valores discrepantes con los obtenidos utilizando otra de las normas o métodos de cálculo, se ha considerado siempre el resultado más desfavorable de modo que siempre se esté del lado de la seguridad.

### 3.1.3. Conductor de tierra.

El conductor de tierra instalado es un cable desnudo de Cu de sección igual o superior a  $120 \text{ mm}^2$ , formando una retícula enterrada a 0.6 m por debajo del nivel de terreno explanado. Las conexiones entre los conductores de la malla están realizadas con soldadura aluminotermia de alto poder de fusión.



### 3.1.4. Características del terreno.

El terreno se ha modelado como un terreno mono capa de 100  $\Omega \cdot m$  de resistividad. La parcela está terminada con una capa de grava uniforme de 10 cm de espesor y resistividad superficial de 3000  $\Omega \cdot m$ .

Dado que en un terreno de estas características, y verificando que se cumplen las tensiones de paso y contacto en el interior de la subestación, el punto más peligroso es la valla perimetral por lo que hay dispuesto un conductor perimetral a un metro de la valla tanto por el interior como por el exterior de la misma, conectado a ella en diversos puntos.

### 3.1.5. Cálculos justificativos malla tierra.

De los estudios realizados se ha obtenido el valor de falta monofásica máxima a tierra, para una falta en barras de 220 kV:

Intensidad de falta monofásica máxima: 50 kA

#### 3.1.5.1. Resistencia de la malla.

Para calcular la resistencia de la red de tierra se utiliza la siguiente expresión (IEEE-80-2000):

$$R_g = \rho \left( \frac{1}{L_M} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) = 0,17 \Omega$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ) = 100  $\Omega \cdot m$

$L_M$ : Longitud total de conductor enterrado (m) = 7617 m

$h$ : Profundidad de enterramiento del conductor (m) = 0,6 m

$A$ : Superficie ocupada por la malla (m<sup>2</sup>) = 81557 m<sup>2</sup>

Se ha considerado la malla de nueva instalación en la subestación compuesta por cable de Cu de 120 mm<sup>2</sup> con un diámetro de 0,01425 m

### 3.1.5.2. Tensiones de paso y contacto admisibles.

En el interior de la subestación existe una capa de grava (3000 Ω m) de 10 cm de espesor sobre el terreno natural, por lo que los datos utilizados para el cálculo de la red de tierras de la subestación considerando la nueva intensidad de cortocircuito son:

Tiempo de despeje de la falta (t):	0,5 s.
Intensidad de falta monofásica a tierra:	50 kA.
Resistividad de la capa superficial (grava) (ρ <sub>s</sub> ):	3000 Ω·m.
Resistividad del terreno (ρ):	100 Ω·m.
Espesor de la capa superficial (grava) (h <sub>s</sub> ):	0,1 m.

Según el MIE-RAT 13, las tensiones de paso y contacto máximas admisibles son:

$$\text{Tensión de paso: } V_p = \frac{10K}{t^n} \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) = 27360 \text{ V}$$

$$\text{Tensión de contacto: } V_c = \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) = 792 \text{ V}$$

Y según IEEE-80-2000, dichos valores son (para una persona de 70 kg):

$$\text{Tensión de paso: } E_{\text{paso}} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$\text{Tensión de contacto: } E_{\text{contacto}} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$\text{Siendo } C_s \text{ el factor de reducción siguiente: } C_s = 1 - \left( \frac{0,09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0,09} \right)$$

Con lo que:

$$Cs = 0,7$$

$$E_{paso} = 3019,63 \text{ V}$$

$$E_{contacto} = 921,43 \text{ V}$$

### 3.1.5.3. Cálculos de las corrientes de falta de tierra.

Dado que se trata de una instalación de más de 100 kV, según el apartado 5 del RAT-13, se considera a efectos de tensiones aplicadas de paso y contacto, el 70% de la intensidad de corriente de puesta a tierra. Debido a la asimetría de la falta a tierra, se incrementará el nivel de falta en un 3%.

$$IE = 0,7 \times 50.000 \times 1,03 = 36.050 \text{ A}$$

De acuerdo con la IEEE-80-2000 se puede aplicar un factor de reducción Sf en función de los caminos de retorno adicionales que suponen los hilos de guarda de las líneas de distribución y de transmisión que llegan a la subestación.

Dado que en la subestación habrá 17 líneas y 2 autotransformadores, se adopta un 75 % de contribución remota, por ser esta opción más restrictiva, aunque esta instalación se asemeja más a la contribución 100 % remota.

Para determinar esta reducción se utiliza el gráfico siguiente, partiendo de la resistencia de puesta a tierra ( $R_g$ ) y el número de líneas de transmisión y de distribución.

Como la resistencia de puesta a tierra es de  $0,17 \Omega$ , el factor que resulta es del 40%, si consideramos una resistencia a tierra de la línea de  $15 \Omega$ , y 85% si consideramos una resistencia a tierra de  $100 \Omega$ . Tomaremos como factor reductor 50% por ser un valor medio más conservador.

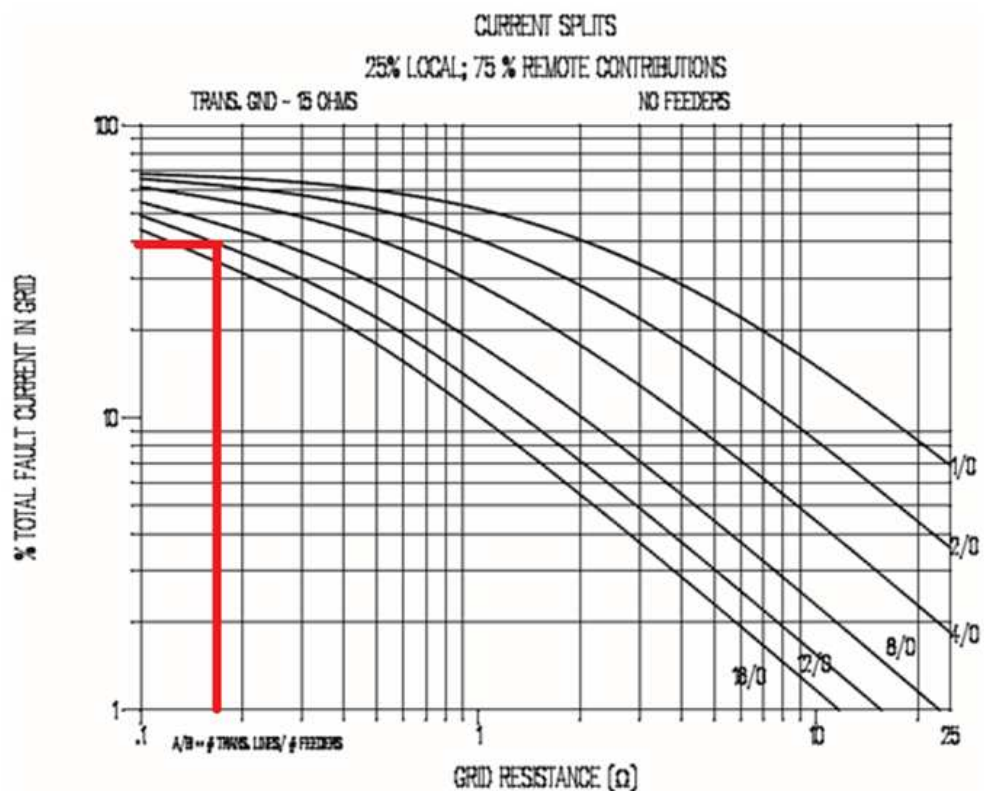


Figura nº28.- Curvas factor de reducción 25% contribución local, 75% remota

Por lo tanto la Intensidad total disipada a tierra por la malla será:

$$I_g = 36050 \times 0,5 = 18,025 \text{ kA}$$

### 3.1.5.4. Tensiones de paso y contacto.

Utilizando la norma IEEE-80-2000 se pueden calcular unos valores previstos de tensiones de paso y contacto para unos determinados niveles de falta, y para el diseño actual de la malla de red de tierras.

Los datos iniciales utilizados para el cálculo han sido:

Resistividad del terreno ( $\rho$ )	100 $\Omega \cdot m$
Espaciado medio entre conductores (D)	23,61 m
Profundidad del conductor enterrado (h)	0,6 m
Diámetro del conductor (120mm <sup>2</sup> ) (d)	0,01425 m



Longitud del conductor enterrado (malla) (Lc)	7551,2 m
Intensidad de defecto (Ig)	18,025 kA
Superficie ocupada por la malla (A)	81556 m <sup>2</sup>

Partiendo de los valores indicados, e introducidos en las fórmulas desarrolladas en el procedimiento de la norma IEEE-80-2000, se obtienen los siguientes valores intermedios:

$$K_h = \sqrt{1+h} = 1,265$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 2,5639$$

$$K_{ii} = 0,6053$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 12,97$$

Donde:

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 11,16$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = 1,0887$$

$$n_c = \left[ \frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = 1,064$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = 1,005$$

LC = longitud del conductor de la malla horizontal = 7551,2 m (no considera picas)

LP = longitud del perímetro de la malla = 1354 m

Lx = Máxima longitud del conductor según el eje x = 381 m

Ly = Máxima longitud del conductor según el eje y = 236 m

Lr = Longitud de pica = 0 m

LR = Longitud total de picas = 0 m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] = 4,72$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,29$$

De acuerdo con la IEEE-80-2000, la fórmula que permite obtener el valor de la tensión de paso es:

$$E_{paso} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \frac{I_g}{0,75 * L_C + 0,85 * L_R} = 178,64 V$$

Y la fórmula que permite obtener la tensión de contacto:

$$E_{contacto} = \rho \cdot K_m \cdot K_i * \frac{I_g}{L_C + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_R} = 2889,01 V$$

Los valores obtenidos son menores que los valores límite previstos por la MIE-RAT13, y asimismo por la IEEE-80-2000 que son más restrictivos.

### 3.1.5.5. Conductor.

Para determinar la sección mínima del conductor se utiliza la expresión que indica el estándar IEEE 80, para conductores de cobre:

$$A = I \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 2,53 \text{ mm}^2 / \text{kA}$$

Donde:

I: 1 kA

tc: Tiempo máximo de falta = 0,5 s

Tm: Temp. máxima que pueden alcanzar el conductor y las uniones = 1084 °C

Ta: Temperatura ambiente = 40 °C

TCAP: Capacidad Térmica del conductor 3,42 J/cm<sup>3</sup>·°C (Ver tabla 1 de IEEE-80-2000)

αr: coeficiente térmico de resistividad a 20 °C, 0,00381 1/°C (Ver tabla 1 de IEEE-80-2000)

pr: resistencia del conductor a 20 °C; 1,78 μΩ·cm (Ver tabla 1 de IEEE-80-2000)

Ko: inversa del coef. Térmico de resistividad a 0 °C. 242 (Ver tabla 1 de IEEE-80-2000)

A: Sección mínima del conductor (mm<sup>2</sup>)

La sección mínima necesaria (45,66 mm<sup>2</sup>) es menor que los 120 mm<sup>2</sup> del cable de Cu que se va a utilizar, por lo que no habría problemas.

Por otro lado, la densidad de corriente máxima que puede soportar el cable de Cu es de 192 A/mm<sup>2</sup>. Entonces para el cable de 120 mm<sup>2</sup> la máxima intensidad que puede circular es de:

$$I_{\max} = 2 \cdot 192 \cdot 120 = 46,08 \text{ kA.}$$

Este valor es mucho mayor que la mitad de la corriente de falta a tierra, que era de



18,05 kA. Se utiliza la mitad del valor, ya que el diseño de la malla está establecido de forma que en cada punto de p. a t. llegan al menos dos conductores.

### **3.1.5.6. Conclusión.**

A la vista de los resultados obtenidos los valores de las tensiones de paso y contacto están por debajo de los permitidos por el MIE-RAT 13, y del IEEE-80-2000, por lo que el mallado instalado en la subestación estará dentro de los límites de seguridad.

## **3.2. ANÁLISIS MECÁNICO DEL EMBARRADO.**

### **3.2.1. Hipótesis de diseño.**

Para cumplir con las exigencias actuales del sistema eléctrico, se adoptan los siguientes valores de diseño para los dos niveles de tensión:

$$I_{cc3} \text{ (simétrica)} = 50 \text{ kA}$$

$$R/X \text{ (sistema)} = 0,07 \text{ (Valor típico)}$$

$$\text{Duración del cortocircuito; } 0,5 \text{ s.}$$

### **3.2.2. Condiciones de instalación.**

La subestación se encuentra en una parcela por debajo de 500 m sobre el nivel del mar (Zona A según RLAT). Por lo tanto se consideran las siguientes condiciones climatológicas:

Hielo: No se considera para esta altura

$$\text{Viento: Presión de viento a } 140 \text{ km/h (50 kg. / m}^2\text{)} = 73,575 \text{ daN/m}$$

### **3.2.3. Normativa aplicable.**

Los cálculos que se realizan a continuación cumplen con la normativa vigente en España referente a este tipo de instalaciones y está basado en las siguientes Normas y Reglamentos:



- “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación”. R. D. 3275/1982 de 12 de noviembre y sus modificaciones posteriores, la última por O. M. de 10/03/00.
- “Instrucciones Técnicas Complementarias en Subestaciones”. DECRETO nº 842/02 de 2 de agosto en B.O.E.: 18 de septiembre 2002.
- “Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión” (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.
- Norma CEI 865 de 1986, “Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito”
- Norma UNE EN 60865-1, “Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo”  
Rfª.: TI.S/08/1369/J0348-S2071/PY Proyecto de Ejecución 6/53
- Norma CEI 909-1988, “Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica”
- NORMA VDE 0102
- NORMA DIN 43670

Si al aplicar las normas y reglamentos anteriores se obtuviesen valores que discrepases con los que pudieran obtenerse con otras normas o métodos de cálculo, se considerará siempre el resultado más desfavorable, con objeto de estar siempre del lado de la seguridad.

### **3.2.3.1. Cálculos justificativos del embarrado principal de 220 kV.**

#### **3.2.3.1.1. Características del conductor del embarrado.**

El embarrado principal es de tipo flexible y está constituido por cable LAPWING dúplex de  $800\text{mm}^2$  de sección, con las siguientes características y distribución de los subconductores.

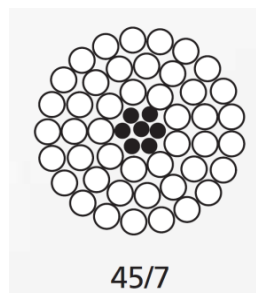


Figura nº29.- Sección Conductor Lapwing

LAPWING/ACSS			
Tamaño	AWG o kcmil		1590
	mm2		800
Tipo			7
Formación	No. X Día mm	Alum.	45x4.78
		Acero	7x3.18
Secc. Transversal	mm2	Total	862
		Alum.	800
Diámetro	Ext. nominal	Mm	38.2
Masa Nominal	Kg/km	Total	2664
		Alum.	2229
		Acero	435
C. Rotura	MA	kN	124.1
Resistencia eléctrica	Ohms/km	DC 20C	0.0345
		DC 25C	0.0377
		DC 75C	0.0446
Intensidad	A		2605
% DE MASA	Alum.		83.69
	Acero		16.31

Tabla nº15.- Conductor Lapwing 800 mm<sup>2</sup>

### 3.2.3.1.2. Corriente de cortocircuito.

Como ya se ha dicho, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I<sub>cc</sub>) a efectos de diseño es de 50 kA.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

Con:

$$\chi \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R/X}$$

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la una subestación de este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así,  $\chi = 1,814$  con lo que I<sub>p</sub>= 128,27 kA.

### 3.2.3.1.3. Tensiones en el embarrado.

Las tensiones naturales a las que está sometido el embarrado son las siguientes:

Peso propio:  $m = 2,664 \text{ kg/m} = 26,13 \text{ N/m}$

Hielo:  $q_i = 0 \text{ kg/m} = 0 \text{ N/m}$  (menos de 500 m.)

Viento:  $q_w = 7,5 \text{ kg/m} = 73,575 \text{ N/m}$  (considerando 50Kg/m<sup>2</sup>)

A estas tensiones hay que añadir las provocadas por el efecto de cortocircuito, objeto del siguiente cálculo.

### 3.2.3.1.4. Efectos sobre el conductor principal.

#### 3.2.3.1.4.1. Dimensiones y parámetros característicos.

Esfuerzos en conductores flexibles:

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{I_{k3}''}{a} \cdot \frac{l_c}{l} = 5,31 \text{ N/m}$$

$I_{k3}''$  = corriente simétrica inicial de cortocircuito trifásico.

$a$  = distancia entre ejes de los puntos medios de los conductores principales.

$l_c$  = longitud del conductor principal en el vano.

En el caso de conductores tensados  $l_c = l - 2 \cdot l_i$  ; donde  $l_i$  es la longitud de una cadena de aisladores.

La relación entre fuerza electromagnética bajo condiciones de cortocircuito y la fuerza de gravedad sobre el conductor es la siguiente:

$$r = \frac{F'}{n \cdot m_s' \cdot g_n} = 0,203$$

$n$  = número de subconductores

$m_s'$  = masa del subconductor

$g_n$  = gravedad

Con una dirección de la fuerza sobre el conductor de:

$$\delta_1 = \arctan r = 11,48^\circ$$

Flecha estática del conductor en el medio del vano está dada por:

$$b_c = \frac{n \cdot m_s' \cdot g_n \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} = 0,375m$$

$F_{st}$  = Fuerza de tracción estática en un conductor principal flexible (800 kg).(Dato proporcionado característico de la subestación).

El periodo T de las oscilaciones del conductor está dado por

$$T = 2\pi \sqrt{0,8 \frac{b_c}{g_n}} = 1,098 s$$

El periodo resultante de la oscilación del conductor durante el paso de la corriente de cortocircuito está dado por:

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1 + r^2} \cdot \left[ 1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left[ \frac{\delta_1}{90^\circ} \right]^2 \right]} = 1,09$$

$\delta_1$  Debe estar en grados.

La norma de rigidez está dada por:

$$N = \frac{1}{Sl} + \frac{1}{n \cdot E_s \cdot A_s} = 9,997 \cdot 10^{-7}$$

Donde:

S=105 N/m (Constante de elasticidad resultante de los soportes del vano.

$n$  = número de subconductores

$E_s$ =módulo de Young real.

$A_s$ =Sección transversal del subconductor.

$$E_s = \begin{cases} E \left[ 0,3 + 0,7 \cdot \sin \left( \frac{F_{st}}{n \cdot A_s \cdot \sigma_{fin}} 90^\circ \right) \right] & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} \leq \sigma_{Fin} \\ E & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} > \sigma_{Fin} \end{cases}$$

Donde:

$$\sigma_{Fin} = 5 \cdot 10^7 \frac{N}{m^2}$$

$$E = 700 \cdot 10^7 N/m^2$$

$$\frac{F_{st}}{n A_s} = 33063,7$$

$$E_s = 6,322 \cdot 10^9 N/m^2$$

El factor de tensión mecánica  $\zeta$  del conductor principal está dado por:

$$\zeta = \frac{(n \cdot g_n \cdot m_s')^2}{24 \cdot F_{st}^3 \cdot N} = 47,703$$

Durante el paso del cortocircuito o al final de él, el vano habrá oscilado con relación a su posición en régimen permanente un ángulo dado por:

$$\delta_k = \begin{cases} \delta_1 \left[ 1 - \cos \left[ 360^\circ \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right] \right] & \text{para } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ \delta_k = 2\delta_1 & \text{para } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases}$$

$$\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,458$$

$$\delta_k = 22,59^\circ$$

Durante o después del paso de la corriente de cortocircuito, el vano habrá oscilado hasta un ángulo máximo de oscilación  $\delta_m$ .

$$\chi = \begin{cases} 1 - r \cdot \sen \delta_k & \text{para } 0 \leq \delta_k \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{para } \delta_k > 90^\circ \end{cases}$$

$$\chi = 0,921$$

$$\delta_m = \begin{cases} 1,25 \cdot \arccos \chi & \text{para } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos \chi & \text{para } -0,985 \leq \chi < 0,766 \\ 180^\circ & \text{para } \chi < -0,985 \end{cases}$$

$$\delta_m = 28,487^\circ$$

#### 3.2.3.1.4.2. Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.

$$\varphi = \begin{cases} 3(\sqrt{1+r^2} - 1) & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ 3(r \cdot \sen \delta_k + \cos \delta_k - 1) & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\frac{T_{res}}{4} = 0,2724$$

$$T_{k1} = 0,5$$

$$\varphi = 0,061$$

El valor de  $\Psi$  es función de  $\zeta$  y de  $\varphi$  y está determinado en la figura 7 de la norma EN 60865-1.

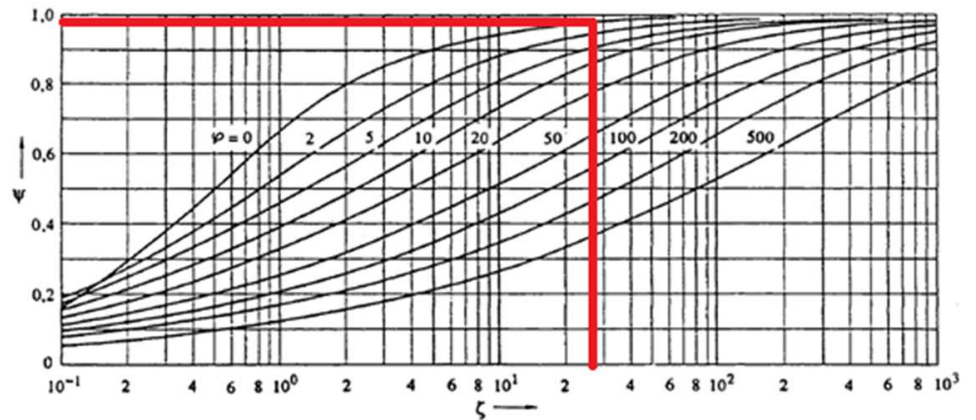


Figura nº30.- Factor  $\psi$  relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Lapwing)

$$\psi = 0,98$$

$$F_t = \begin{cases} F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n = 1 \text{ conductor único} \\ 1,1 \cdot F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n \geq 2 \text{ conductores en haz} \end{cases}$$

$$F_t = 13719,5 \text{ N}$$

#### 3.2.3.1.4.3. Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.

Debido a que el valor de  $r < 0,6$  y  $\delta_m < 70^\circ$  no consideramos este efecto.

#### 3.2.3.1.4.4. Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{\min}$ .

La extensión elástica está dada por.

$$\varepsilon_{elas} = N(F_t - F_{st}) = 0,005877$$

La dilatación térmica está dada por:

$$\varepsilon_{th} = \begin{cases} c_{th} \left[ \frac{I''_{k3}}{nA_s} \right]^2 T_{res}/4 & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ c_{th} \left[ \frac{I''_{k3}}{nA_s} \right]^2 T_{k1} & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\varepsilon_{th} = 8,16 \cdot 10^{-10}$$

El coeficiente CD tiene en cuenta los incrementos de flecha producidos por la extensión elástica y dilatación térmica del conductor y está dado por

$$C_D = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \left[ \frac{l}{b_c} \right]^2 (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_{th})} = 3,89$$

El coeficiente CF tiene en cuenta el posible aumento de flecha dinámica del conductor causado por un cambio en la forma de la curva del conductor y está dado por:

$$C_F = \begin{cases} 1,05 & \text{para } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1 \cdot r & \text{para } r \leq 0,8 \\ 1,15 & \text{para } r \leq 0,8 \end{cases}$$

$$C_F = 1,05$$

El desplazamiento horizontal máximo de un vano  $b_h$  debido a un cortocircuito está dado por la ecuación siguiente por los vanos con conductores tensados,  $l_c = l - 2l_i$ , amarrados a los pórticos por cadenas de aisladores de tracción.

$$b_h = \begin{cases} C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_1 & \text{para } \delta_m \geq \delta_1 \\ C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_m & \text{para } \delta_m < \delta_1 \end{cases}$$



$$b_h = 0,305$$

$$a_{min} = a - 2b_h = 3,99 \text{ m}$$

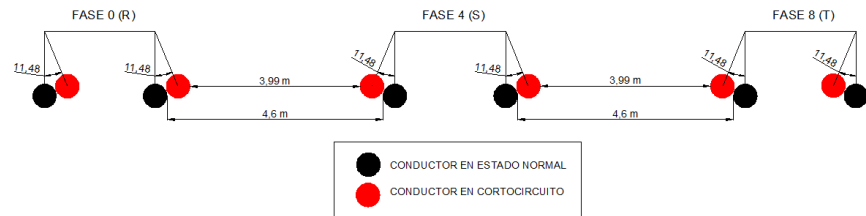


Figura nº31.- Perfil embarrado principal durante cortocircuito

### 3.2.3.1.4.5. Conclusión.

Concluimos que el cable soportará los esfuerzos con un margen de seguridad

$$\text{de } \frac{F_t}{C_{rotura}} = 9.$$

### 3.2.3.1.5. Cálculo del calentamiento.

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito depende de la duración de la intensidad de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material constitutivo del conductor.

Las temperaturas de corta duración más elevadas, recomendadas para diferentes conductores según la citada norma son:

Para el cálculo de la densidad de corriente por efecto de un cortocircuito no se tendrá en cuenta la sección del alma de acero de los conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR). Como intensidad de cortocircuito se considerará la intensidad de cortocircuito trifásica.

$$\delta_{cc} = \frac{I_{cc}}{S_{AL}} = \frac{50 \cdot 10^2 / 2}{800} = 31,25 \text{ A/mm}^2$$

Según la norma, la máxima densidad de corriente admisible de un conductor para una temperatura inicial de 80°C y una temperatura final tras el cortocircuito de 200°C es de aproximadamente 80 A/mm<sup>2</sup>, superior a las densidades de corriente calculadas anteriormente.

El tiempo que tardará en actuar la protección térmica se calcula mediante:

$$t = \left( \frac{\delta_{AD}}{\delta_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{80}{31,25} \right)^2 = 6,55 \text{ s}$$

$\delta_{AD}$ : Densidad de intensidad admisible a la temperatura máxima (A/mm<sup>2</sup>)

$\delta_{cc}$ : Densidad de intensidad de cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>)

t: tiempo (s)

La protección actuará en un tiempo inferior al tiempo necesario para que el conductor alcance la temperatura máxima del material.

### 3.2.3.2. Cálculos justificativos del embarrado superior e inferior de 400 mm<sup>2</sup>.

#### 3.2.3.2.1. Características del conductor del embarrado.

El embarrado superior e inferior está compuesto en algunas posiciones por cable MACAW de 400 mm<sup>2</sup> de sección con las siguientes características y distribución de los subconductores.



Figura nº32.- Sección Conductor Macaw 400 mm<sup>2</sup>

Macaw/acss			
Tamaño	AWG o kcmil		795
	mm2		400
Tipo			7
Formación	No. X Día mm	Alum.	45x3.38
		Acero	7x2.25
Secc. Transversal	mm2	Total	431
		Alum.	400
Diámetro	Ext. nominal	Mm	27
Masa Nominal	Kg/km	Total	1332
		Alum.	1115
		Acero	309
C. Rotura	MA	kN	63.2
Resistencia eléctrica	Ohms/km	DC 20C	0.069
		DC 25C	0.0715
		DC 75C	0.0863
Intensidad	A		1655
% DE MASA	Alum.		83.69
	Acero		16.31

Tabla nº16.- Conductor Macaw 403 mm<sup>2</sup>

### 3.2.3.2.2. Corriente de cortocircuito.

Como ya se ha dicho, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I<sub>cc</sub>) a efectos de diseño es de 50 kA.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

Con:

$$\chi \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R/X}$$

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la red de transporte en este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así,  $\chi = 1,814$  con lo que  $I_p = 128,27$  kA.

### 3.2.3.2.3. Tensiones en el embarrado.

Las tensiones naturales a las que está sometido el embarrado son las siguientes:

Peso propio:  $m = 1,332 \text{ kg/m} = 13,067 \text{ N/m}$

Hielo:  $q_i = 0 \text{ kg/m} = 0 \text{ N/m}$  (menos de 500 m.)

Viento:  $q_w = 7,5 \text{ kg/m} = 73,575 \text{ N/m}$  (considerando 50Kg/m<sup>2</sup>)

A estas tensiones hay que añadir las provocadas por el efecto de cortocircuito, objeto del siguiente cálculo.

### 3.2.3.2.4. Efectos sobre el conductor principal.

#### 3.2.3.2.4.1. Dimensiones y parámetros característicos.

Esfuerzos en conductores flexibles:

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{I_{k3}''}{a} \cdot \frac{l_c}{l} = 5,8 \text{ N/m}$$

$I_{k3}''$  = corriente simétrica inicial de cortocircuito trifásico.

$a$  = distancia entre ejes de los puntos medios de los conductores principales.

$l_c$  = longitud del conductor principal en el vano.

En el caso de conductores tensados  $l_c = l - 2 \cdot l_i$  ; donde  $l_i$  es la longitud de una cadena de aisladores.

La relación entre fuerza electromagnética bajo condiciones de cortocircuito y la fuerza de gravedad sobre el conductor es la siguiente:

$$r = \frac{F'}{n \cdot m_s' \cdot g_n} = 0,4437$$

$n$  = número de subconductores

$m_s'$  = masa del subconductor

$g_n$  = gravedad

Con una dirección de la fuerza sobre el conductor de:

$$\delta_1 = \arctan r = 23,93^\circ$$

Flecha estática del conductor en el medio del vano está dada por:

$$b_c = \frac{n \cdot m_s' \cdot g_n \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} = 0,5466\text{m}$$

$F_{st}$  = Fuerza de tracción estática en un conductor principal flexible (800 kg).(Dato proporcionado característico de la subestación).

El periodo T de las oscilaciones del conductor está dado por

$$T = 2\pi \sqrt{0,8 \frac{b_c}{g_n}} = 1,3266 \text{ s}$$

El periodo resultante de la oscilación del conductor durante el paso de la corriente de cortocircuito está dado por:

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1+r^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left[\frac{\delta_1}{90^\circ}\right]^2\right]} = 1,2823$$

$\delta_1$  Debe estar en grados.

La norma de rigidez está dada por:

$$N = \frac{1}{S_l} + \frac{1}{n \cdot E_s \cdot A_s} = 1,05 \cdot 10^{-6}$$

Donde:

$S=105 \text{ N/m}$  (Constante de elasticidad resultante de los soportes del vano.

$n$  = número de subconductores

$E_s$ =módulo de Young real.

$A_s$ =Sección transversal del subconductor.

$$E_s = \begin{cases} E \left[ 0,3 + 0,7 \cdot \sin \left( \frac{F_{st}}{n \cdot A_s \cdot \sigma_{fin}} 90^\circ \right) \right] & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} \leq \sigma_{Fin} \\ E & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} > \sigma_{Fin} \end{cases}$$

Donde:

$$\sigma_{Fin} = 5 \cdot 10^7 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$E = 700 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$$

$$\frac{F_{st}}{n A_s} = 46756,0322$$

$$E_s = 6,974 \cdot 10^9 \text{ N/m}^2$$

El factor de tensión mecánica  $\zeta$  del conductor principal está dado por:

$$\zeta = \frac{(n \cdot g_n \cdot m_s')^2}{24 \cdot F_{st}^3 \cdot N} = 96,766$$

Durante el paso del cortocircuito o al final de él, el vano habrá oscilado con relación a su posición en régimen permanente un ángulo dado por:

$$\delta_k = \begin{cases} \delta_1 \left[ 1 - \cos \left[ 360^\circ \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right] \right] & \text{para } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ \delta_k = 2\delta_1 & \text{para } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases}$$

$$\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,3899$$

$$\delta_k = 42,36^\circ$$

Durante o después del paso de la corriente de cortocircuito, el vano habrá oscilado hasta un ángulo máximo de oscilación  $\delta_m$ .

$$\chi = \begin{cases} 1 - r \cdot \sen \delta_k & \text{para } 0 \leq \delta_k \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{para } \delta_k > 90^\circ \end{cases}$$

$$\chi = 0,7$$

$$\delta_m = \begin{cases} 1,25 \cdot \arccos \chi & \text{para } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos \chi & \text{para } -0,985 \leq \chi < 0,766 \\ 180^\circ & \text{para } \chi < -0,985 \end{cases}$$

$$\delta_m = 55,5^\circ$$

### 3.2.3.2.4.2. Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.

$$\varphi = \begin{cases} 3(\sqrt{1 + r^2} - 1) & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ 3(r \cdot \sen \delta_k + \cos \delta_k - 1) & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\frac{T_{res}}{4} = 0,32$$

$$T_{k1} = 0,5$$

$$\varphi = 0,2821$$

El valor de  $\Psi$  es función de  $\zeta$  y de  $\varphi$  y está determinado en la figura 7 de la norma EN 60865-1.

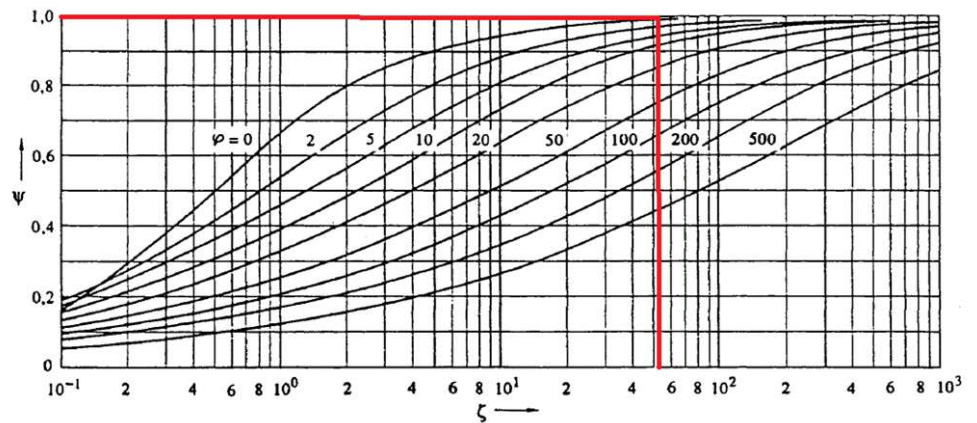


Figura nº33.- Factor  $\Psi$  relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Macaw)

$$\Psi = 0,99$$

$$F_t = \begin{cases} F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n = 1 \text{ conductor único} \\ 1,1 \cdot F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n \geq 2 \text{ conductores en haz} \end{cases}$$

$$F_t = 16566,02 \text{ N}$$

#### 3.2.3.2.4.3. Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.

Debido a que el valor de  $r < 0,6$  y  $\delta_m < 70^\circ$  no consideramos este efecto.

#### 3.2.3.2.4.4. Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{\min}$ .

La extensión elástica está dada por.

$$\varepsilon_{\text{elas}} = N(F_t - F_{st}) = 0,009148$$



La dilatación térmica está dada por:

$$\varepsilon_{th} = \begin{cases} c_{th} \left[ \frac{l_{k3}''}{nA_s} \right]^2 T_{res}/4 & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ c_{th} \left[ \frac{l_{k3}''}{nA_s} \right]^2 T_{k1} & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\varepsilon_{th} = 1,92 \cdot 10^{-9}$$

El coeficiente CD tiene en cuenta los incrementos de flecha producidos por la extensión elástica y dilatación térmica del conductor y está dado por

$$C_D = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \left[ \frac{l}{b_c} \right]^2 (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_{th})} = 5,58$$

El coeficiente CF tiene en cuenta el posible aumento de flecha dinámica del conductor causado por un cambio en la forma de la curva del conductor y está dado por:

$$C_F = \begin{cases} 1,05 & \text{para } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1 \cdot r & \text{para } r \leq 0,8 \\ 1,15 & \text{para } r \leq 0,8 \end{cases}$$

$$C_F = 1,05$$

El desplazamiento horizontal máximo de un vano  $b_h$  debido a un cortocircuito está dado por la ecuación siguiente por los vanos con conductores tensados,  $l_c = l - 2l_i$ , amarrados a los pórticos por cadenas de aisladores de tracción.

$$b_h = \begin{cases} C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_1 & \text{para } \delta_m \geq \delta_1 \\ C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_m & \text{para } \delta_m < \delta_1 \end{cases}$$

$$b_h = 1,299$$

$$a_{\min} = a - 2b_h = 2 \text{ m}$$

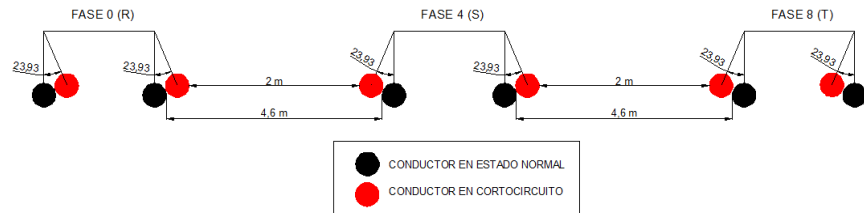


Figura nº34.- Sección embarrado alto y bajo Macaw de 403 mm<sup>2</sup>

### 3.2.3.2.4.5. Conclusión.

Concluimos que el cable soportará los esfuerzos con un margen de seguridad

$$\text{de } \frac{F_t}{C_{\text{rotura}}} = 3,81.$$

### 3.2.3.2.5. Cálculo del calentamiento.

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito depende de la duración de la intensidad de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material constitutivo del conductor.

Las temperaturas de corta duración más elevadas, recomendadas para diferentes conductores según la citada norma son:

Para el cálculo de la densidad de corriente por efecto de un cortocircuito no se tendrá en cuenta la sección del alma de acero de los conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR). Como intensidad de cortocircuito se considerará la intensidad de cortocircuito trifásica.

$$\delta_{cc} = \frac{I_{cc}}{S_{AL}} = \frac{50 \cdot 10^2 / 2}{400} = 62,5 \text{ A/mm}^2$$

Según la norma, la máxima densidad de corriente admisible de un conductor para una temperatura inicial de 80°C y una temperatura final tras el cortocircuito de 200°C es de aproximadamente 80 A/mm<sup>2</sup>, superior a las densidades de corriente calculadas anteriormente.

El tiempo que tardará en actuar la protección térmica se calcula mediante:

$$t = \left( \frac{\delta_{AD}}{\delta_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{80}{62,5} \right)^2 = 1,638 \text{ s}$$

$\delta_{AD}$ : Densidad de intensidad admisible a la temperatura máxima (A/mm<sup>2</sup>)

$\delta_{cc}$ : Densidad de intensidad de cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>)

t: tiempo (s)

La protección actuará en un tiempo inferior al tiempo necesario para que el conductor alcance la temperatura máxima del material.

### 3.2.3.3. Cálculos justificativos del embarrado superior e inferior de 236 mm<sup>2</sup>.

#### 3.2.3.3.1. Características del conductor del embarrado.

El embarrado superior e inferior está compuesto en algunas posiciones por cable TOUCAN de 236 mm<sup>2</sup> de sección con las siguientes características y distribución de los subconductores.

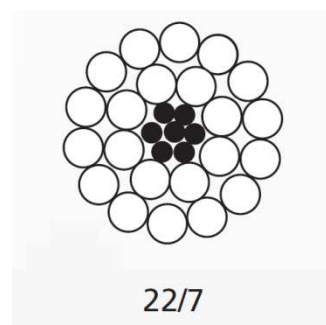


Figura nº35.- Sección embarrado alto y bajo Toucan de 236 mm<sup>2</sup>

TOUCAN/ACSS			
Tamaño	AWG o kcmil		477
	mm2		236
Tipo			10
Formación	No. X Día mm	Alum.	22x3.74
		Acero	7x2.08
Secc. Transversal	mm2	Total	265
		Alum.	236
Diámetro	Ext. nominal	Mm	21.2
Masa Nominal	Kg/km	Total	854
		Alum.	668
		Acero	186
C. Rotura	MA	kN	48
Resistencia eléctrica	Ohms/km	DC 20C	0.1147
		DC 25C	0.1178
		DC 75C	0.1414
Intensidad	A		1195
% DE MASA	Alum.		78.22
	Acero		21.78

Tabla nº17.- Conductor Toucan 236 mm<sup>2</sup>

### 3.2.3.3.2. Corriente de cortocircuito.

Como ya se ha dicho, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I<sub>cc</sub>) a efectos de diseño es de 50 kA.

La intensidad de cresta, (S/ CEI 909) vale:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

Con:

$$\chi \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R/X}$$

R/X es la relación de impedancias equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito que, para la red de transporte en este nivel de tensión, vale típicamente 0,07.

Así,  $\chi = 1,814$  con lo que  $I_p = 128,27$  kA.

### 3.2.3.3.3. Tensiones en el embarrado.

Las tensiones naturales a las que está sometido el embarrado son las siguientes:

Peso propio:  $m = 0,854 \text{ kg/m} = 8,377 \text{ N/m}$

Hielo:  $q_i = 0 \text{ kg/m} = 0 \text{ N/m}$  (menos de 500 m.)

Viento:  $q_w = 7,5 \text{ kg/m} = 73,575 \text{ N/m}$  (considerando 50Kg/m<sup>2</sup>)

A estas tensiones hay que añadir las provocadas por el efecto de cortocircuito, objeto del siguiente cálculo.

#### 3.2.3.3.3.1. Efectos sobre el conductor principal.

Esfuerzos en conductores flexibles:

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{I_{k3}''}{a} \cdot \frac{l_c}{l} = 5,798 \text{ N/m}$$

$I_{k3}''$  = corriente simétrica inicial de cortocircuito trifásico.

$a$  = distancia entre ejes de los puntos medios de los conductores principales.

$l_c$  = longitud del conductor principal en el vano.

En el caso de conductores tensados  $l_c = l - 2 \cdot l_i$  ; donde  $l_i$  es la longitud de una cadena de aisladores.

La relación entre fuerza electromagnética bajo condiciones de cortocircuito y la fuerza de gravedad sobre el conductor es la siguiente:

$$r = \frac{F'}{n \cdot m_s' \cdot g_n} = 0,692$$

$n$  = número de subconductores

$m_s'$  = masa del subconductor

$g_n$  = gravedad

Con una dirección de la fuerza sobre el conductor de:



$$\delta_1 = \arctan r = 34,69^\circ$$

Flecha estática del conductor en el medio del vano está dada por:

$$b_c = \frac{n \cdot m_s' \cdot g_n \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} = 0,35 \text{ m}$$

$F_{st}$  = Fuerza de tracción estática en un conductor principal flexible (800 kg).(Dato proporcionado característico de la subestación).

El periodo T de las oscilaciones del conductor está dado por

$$T = 2\pi \sqrt{0,8 \frac{b_c}{g_n}} = 1,0622 \text{ s}$$

El periodo resultante de la oscilación del conductor durante el paso de la corriente de cortocircuito está dado por:

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1 + r^2} \cdot \left[ 1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left[ \frac{\delta_1}{90^\circ} \right]^2 \right]} = 0,98$$

$\delta_1$  Debe estar en grados.

La norma de rigidez está dada por:

$$N = \frac{1}{Sl} + \frac{1}{n \cdot E_s \cdot A_s} = 2,324 \cdot 10^{-6}$$

Donde:

$S=105 \text{ N/m}$  (Constante de elasticidad resultante de los soportes del vano.

$n$  = número de subconductores

$E_s$ =módulo de Young real.

$A_s$ =Sección transversal del subconductor.

$$E_s = \begin{cases} E \left[ 0,3 + 0,7 \cdot \sin \left( \frac{F_{st}}{n \cdot A_s \cdot \sigma_{fin}} 90^\circ \right) \right] & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} \leq \sigma_{Fin} \\ E & \text{para } \frac{F_{st}}{n A_s} > \sigma_{Fin} \end{cases}$$

Donde:

$$\sigma_{Fin} = 5 \cdot 10^7 \frac{N}{m^2}$$

$$E = 700 \cdot 10^7 N/m^2$$

$$\frac{F_{st}}{n A_s} = 81040,8922$$

$$E_s = 4,85 \cdot 10^9 N/m^2$$

El factor de tensión mecánica  $\zeta$  del conductor principal está dado por:

$$\zeta = \frac{(n \cdot g_n \cdot m_s')^2}{24 \cdot F_{st}^3 \cdot N} = 17,96$$

Durante el paso del cortocircuito o al final de él, el vano habrá oscilado con relación a su posición en régimen permanente un ángulo dado por:

$$\delta_k = \begin{cases} \delta_1 \left[ 1 - \cos \left[ 360^\circ \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right] \right] & \text{para } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ \delta_k = 2\delta_1 & \text{para } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases}$$

$$\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,507$$

$$\delta_k = 69,38^\circ$$

Durante o después del paso de la corriente de cortocircuito, el vano habrá oscilado hasta un ángulo máximo de oscilación  $\delta_m$ .

$$\chi = \begin{cases} 1 - r \cdot \sen \delta_k & \text{para } 0 \leq \delta_k \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{para } \delta_k > 90^\circ \end{cases}$$

$$\chi = 0,3521$$

$$\delta_m = \begin{cases} 1,25 \cdot \arccos \chi & \text{para } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos \chi & \text{para } -0,985 \leq \chi < 0,766 \\ 180^\circ & \text{para } \chi < -0,985 \end{cases}$$

$$\delta_m = 79,38^\circ$$

### 3.2.3.3.2. Fuerza de tracción provocada por una oscilación durante un cortocircuito.

$$\varphi = \begin{cases} 3(\sqrt{1 + r^2} - 1) & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ 3(r \cdot \sen \delta_k + \cos \delta_k - 1) & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\frac{T_{res}}{4} = 0,107$$

$$T_{k1} = 0,5$$

$$\varphi = 0,648$$



El valor de  $\Psi$  es función de  $\zeta$  y de  $\varphi$  y está determinado en la figura 7 de la norma EN 60865-1.

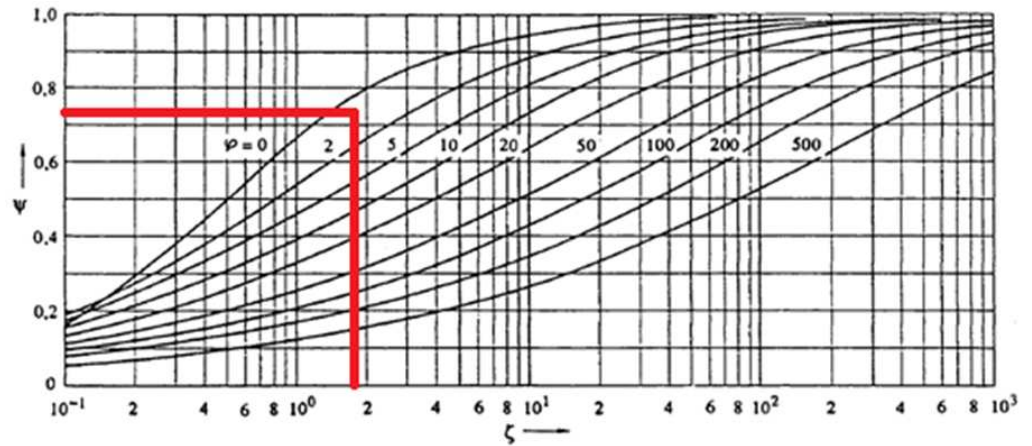


Figura nº36.- Factor  $\Psi$  relativo a la fuerza de tracción en conductores flexibles (Toucan)

$$\Psi = 0,73$$

$$F_t = \begin{cases} F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n = 1 \text{ conductor único} \\ 1,1 \cdot F_{st}(1 + \varphi\psi) & \text{para } n \geq 2 \text{ conductores en haz} \end{cases}$$

$$F_t = 19079,61 \text{ N}$$

### 3.2.3.3.3. Fuerza de tracción provocada por una caída después de un cortocircuito.

$$F_f = 1,2F_{st} \sqrt{1 + 8 \cdot \zeta \frac{\delta_m}{180^\circ}} = 75,54 \text{ kN}$$

### 3.2.3.3.4. Desplazamiento horizontal del vano $b_h$ y distancia mínima en el aire $a_{\min}$ .

La extensión elástica está dada por.

$$\varepsilon_{\text{elas}} = N(F_t - F_{st}) = 0,02611$$

La dilatación térmica está dada por:

$$\varepsilon_{th} = \begin{cases} c_{th} \left[ \frac{I''_{k3}}{nA_s} \right]^2 T_{res}/4 & \text{para } T_{k1} \geq T_{res}/4 \\ c_{th} \left[ \frac{I''_{k3}}{nA_s} \right]^2 T_{k1} & \text{para } T_{k1} < T_{res}/4 \end{cases}$$

$$\varepsilon_{th} = 4,4347 \cdot 10^{-9}$$

El coeficiente CD tiene en cuenta los incrementos de flecha producidos por la extensión elástica y dilatación térmica del conductor y está dado por

$$C_D = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \left[ \frac{l}{b_c} \right]^2 (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_{th})} = 14,5$$

El coeficiente CF tiene en cuenta el posible aumento de flecha dinámica del conductor causado por un cambio en la forma de la curva del conductor y está dado por:

$$C_F = \begin{cases} 1,05 & \text{para } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1 \cdot r & \text{para } r \leq 0,8 \\ 1,15 & \text{para } r \leq 0,8 \end{cases}$$

$$C_F = 1,05$$

El desplazamiento horizontal máximo de un vano  $b_h$  debido a un cortocircuito está dado por la ecuación siguiente por los vanos con conductores tensados,  $l_c = l - 2l_i$ , amarrados a los pórticos por cadenas de aisladores de tracción.

$$b_h = \begin{cases} C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_1 & \text{para } \delta_m \geq \delta_1 \\ C_F C_D b_c \cdot \sen \delta_m & \text{para } \delta_m < \delta_1 \end{cases}$$

$$b_h = 3,0377$$

$$a_{\min} = a - 2b_h = -1,475 \text{ m}$$

#### 3.2.3.3.5. Conclusión.

Concluimos que el cable NO soportará los esfuerzos ya que el margen de seguridad es de  $\frac{F_f}{C_{\text{rotura}}} = 0,635$ .

Además los cables se tocarías por lo que es inadmisibile.

#### 3.2.3.3.4. Cálculo del calentamiento.

Según lo especificado en la norma UNE-EN 60865-1, el calentamiento de un conductor debido a un cortocircuito depende de la duración de la intensidad de cortocircuito, de la intensidad térmica equivalente de corta duración y del material constitutivo del conductor.

Las temperaturas de corta duración más elevadas, recomendadas para diferentes conductores según la citada norma son:

Para el cálculo de la densidad de corriente por efecto de un cortocircuito no se tendrá en cuenta la sección del alma de acero de los conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR). Como intensidad de cortocircuito se considerará la intensidad de cortocircuito trifásica.

$$\delta_{cc} = \frac{I_{cc}}{S_{AL}} = \frac{50 \cdot 10^2 / 2}{242} = 103,306 \text{ A/mm}^2$$

Según la norma, la máxima densidad de corriente admisible de un conductor para una temperatura inicial de 80°C y una temperatura final tras el cortocircuito de 200°C es de aproximadamente 80 A/mm<sup>2</sup>, **inferior** a las densidades de corriente calculadas anteriormente.

El tiempo que tardará en actuar la protección térmica se calcula mediante:

$$t = \left( \frac{\delta_{AD}}{\delta_{cc}} \right)^2 = \left( \frac{80}{103,306} \right)^2 = 0,6 \text{ s}$$

$\delta_{AD}$ : Densidad de intensidad admisible a la temperatura máxima (A/mm<sup>2</sup>)

$\delta_{cc}$ : Densidad de intensidad de cortocircuito (A/mm<sup>2</sup>)

t: tiempo (s)

La protección actuará en un tiempo inferior al tiempo necesario para que el conductor alcance la temperatura máxima del material.

### 3.2.3.4. Esfuerzos mecánicos en los aisladores.

En todos los embarrados hay instalados aisladores de tracción de las mismas características independientemente del conductor que soportan.

Estos aisladores tienen las siguientes características:

AISLADOR U 160 BL				
Carga de rotura electromecánica o mecánica (kN)	Diámetro máximo nominal de la parte aislante D (mm)	Paso nominal P (mm)	Línea de fuga mínima nominal (mm)	Norma de acoplamiento o según UNE 21009 d <sub>1</sub>
160	300	170	330	20

Tabla nº18.- Características Aislador U 160 BL

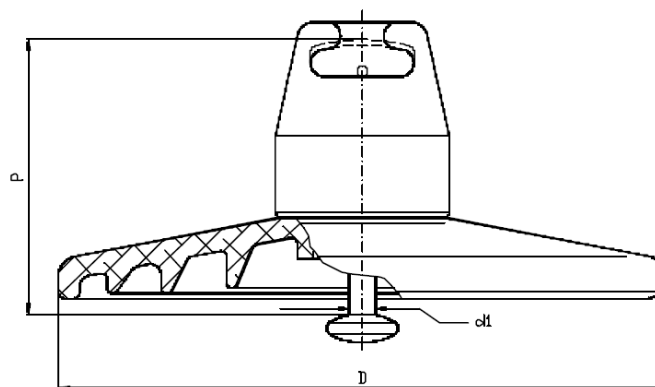


Figura nº37.- Aislador U 160 BL

Estos aisladores están sometidos a los mismos esfuerzos que los cables que componen los embarrados, por lo que demostramos que en ningún momento se sobrepasa la carga de rotura del aislador.

Embarrado	Esfuerzo máximo (kN)	Coefficiente seguridad
Embarrado principal	13,72	11,66
Embarrado 400 mm <sup>2</sup>	16,57	9,56
Embarrado 236 mm <sup>2</sup>	75,54	2,11

Tabla nº19.- Comparativa esfuerzos en Aislador U 160 BL

### 3.3. ANÁLISIS DE LA APARAMENTA.

Se procede a realizar el análisis de la aparamenta, comprobando si los equipos son capaces de soportar la intensidad de cortocircuito de 50 kA en condiciones de servicio y seguridad.

#### 3.3.1. Seccionadores.

Comprobamos que los equipos son capaces de soportar la intensidad de cortocircuito de 50 kA en condiciones de servicio y seguridad.

Hay dos tipos de equipo instalado:

- Seccionador trifásico con columnas de puesta a tierra.

SG3CT-245/1600				
Tensión nominal			kV	245
Intensidad nominal			kA	1600
Tensión de ensayo	A tierra y entre polos	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	460
		A impulso	kV	1050
	Sobre la distancia de seccionador	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	530
		A impulso	kV	1200
Intensidad de corta duración			kA	40
Valor de cresta de la intensidad			kA	100
Tipo de aislador				C4-1050

Tabla nº20.- Características Seccionador SG3CT-245/1600

- Seccionador trifásico.

SG3C-245/1600				
Tensión nominal			kV	245
Intensidad nominal			kA	1600
Tensión de ensayo	A tierra y entre polos	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	460
		A impulso	kV	1050
	Sobre la distancia de seccionador	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	530
		A impulso	kV	1200
Intensidad de corta duración			kA	40
Valor de cresta de la intensidad			kA	100
Tipo de aislador				C4-1050

Tabla nº21.- Características Seccionador SG3C-245/1600



## Características y dimensiones Characteristics and dimensions

SG3C / SG3CP  
Presentación general  
General overview

### Características eléctricas

### Electrical characteristics

Referencia			Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz)	Valor cresta de la intensidad	Tipo de aislador		
Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current	To earth and between poles		Across isolating distance						
	kV	A	A tierra y entre polos To earth / Power frequency wet	A impulso/ Impulse	Sobre la distancia de seco Across isolating distance	A impulso/ Impulse	Short time withstand current (RMS)	Peak withstand current	Insulator type		
	kV	A	kV	kV	kV	kV	kA	kA			
1	SG3CP-36/1250	SG3CPT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
	SG3CP-52/1250	SG3CPT-52/1250	52	800	95	250	110	290	31,5	80	C4-250
	SG3CP-72/1250	SG3CPT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325
	SG3CP-100/1250	SG3CPT-100/1250	100	1250	185	450	210	520	31,5	80	C4-450
	SG3CP-123/1250	SG3CPT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550
2	SG3C-36/1250	SG3CT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
	SG3C-52/1250	SG3CT-52/1250	52	1250	95	250	110	290	31,5	80	C4-250
	SG3C-72/1250	SG3CT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325
	SG3C-100/1250	SG3CT-100/1250	100	1250	185	450	210	520	31,5	80	C4-450
	SG3C-123/1250	SG3CT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550
A	SG3C-52/1600	SG3CT-52/1600	52	1600	95	250	110	290	40	100	C4-250
	SG3C-52/2000	SG3CT-52/2000	52	2000	95	250	110	290	50	125	C4-250
	SG3C-52/2750	SG3CT-52/2750	52	2750	95	250	110	290	50	125	C4-250
	SG3C-72/1600	SG3CT-72/1600	72,5	1600	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SG3C-72/2000	SG3CT-72/2000	72,5	2000	140	325	160	375	50	125	C4-325
3	SG3C-72/2750	SG3CT-72/2750	72,5	2750	140	325	160	375	50	125	C4-325
	SG3C-100/1600	SG3CT-100/1600	100	1600	185	450	210	520	40	100	C4-450
	SG3C-100/2000	SG3CT-100/2000	100	2000	185	450	210	520	50	125	C4-450
	SG3C-100/2750	SG3CT-100/2750	100	2750	185	450	210	520	50	125	C4-450
	SG3C-123/1600	SG3CT-123/1600	123	1600	230	550	265	630	40	100	C4-550
B	SG3CP-145/1250	SG3CPT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650
	SG3CP-170/1250	SG3CPT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
	SG3CP-245/1250	SG3CPT-245/1250	245	1250	480	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
	SG3C-145/1250	SG3CT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650
	SG3C-170/1250	SG3CT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
C	SG3C-245/1250	SG3CT-245/1250	245	1250	480	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
	SG3C-145/1600	SG3CT-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	C4-650
	SG3C-145/2000	SG3CT-145/2000	145	2000	275	650	315	750	50	125	C4-650
	SG3C-145/2750	SG3CT-145/2750	145	2750	275	650	315	750	50	125	C4-650
	SG3C-170/1600	SG3CT-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	C4-750
D	SG3C-170/2000	SG3CT-170/2000	170	2000	325	750	375	860	50	125	C4-750
	SG3C-170/2750	SG3CT-170/2750	170	2750	325	750	375	860	50	125	C4-750
	SG3C-245/1600	SG3CT-245/1600	245	1600	480	1050	530	1200	40	100	C4-1050
	SG3C-245/2000	SG3CT-245/2000	245	2000	480	1050	530	1200	50	125	C4-1050
	SG3C-245/2750	SG3CT-245/2750	245	2750	480	1050	530	1200	50	125	C4-1050

### Dimensiones

### Dimensions

Dimensiones			Dimensiones																					
Seccionador Disconnector			Seccionador con puesta a tierra Disconnector with earthing switch			Dimensiones Dimensions (mm)																		
Referencia Reference			Peso Weight	Referencia Reference			Peso Weight	A	B	C	D	E	F	H	SG3C SG3CT		I	K	L	M	R	S	V	
			Kg				Kg									SG3CP SG3OPT								
A	1	SG3CP-36/800 SG3C-36/800	237	SG3CPT-36/800 SG3CT-36/800	291	140	60	90	160	800	400	788	650	240	480	1190	105	1000	368	-				
		SG3CP-36/1250 SG3C-36/1250																						
		SG3CP-52/800 SG3C-52/800																						
		SG3CP-52/1250 SG3C-62/1250																						
		SG3CP-72/800 SG3C-72/800																						
	2	SG3CP-72/1250 SG3C-72/1250	522	SG3CPT-72/800 SG3CT-72/800	580	160	65	145	105	1200	600	1118	980	495	990	1590	50	1500	568	-				
		SG3CP-100/800 SG3C-100/800																						
		SG3CP-100/1250 SG3C-100/1250																						
		SG3CP-123/800 SG3C-123/800																						
		SG3CP-123/1250 SG3C-123/1250																						
B	3	SG3C-52/1600 SG3C-52/1600	328	SG3CT-52/1600	384	140	60	90	160	1000	500	985	1010	340	680	1390	105	1200	468	-				
		SG3C-52/2000 SG3C-52/2000																						
		SG3C-72/1600 SG3C-72/1600																						
		SG3C-72/2000 SG3C-72/2000																						
		SG3C-100/1600 SG3C-100/1600																						
	4	SG3C-100/2000 SG3C-100/2000	702	SG3CT-100/1600 SG3CT-100/2000	732	160	65	145	105	1500	750	1420	1445	645	1290	1890	50	1800	718	-				
		SG3C-123/1600 SG3C-123/1600																						
		SG3C-123/2000 SG3C-123/2000																						
		SG3CP-145/800 SG3C-145/800																						
		SG3CP-145/1250 SG3C-145/1250																						
C	1	SG3CP-170/800 SG3C-170/800	1450	SG3CPT-170/800 SG3CT-170/800	1525	815	315	500	-	2400	1200	2075	1960	700	1400	3030	-	3200	1168	600				
		SG3CP-170/1250 SG3C-170/1250																						
		SG3CP-245/800 SG3C-245/800																						
		SG3CP-245/1250 SG3C-245/1250																						
		SG3C-145/1600 SG3C-145/1600																						
	2	SG3C-145/2000 SG3C-145/2000	1380	SG3CT-145/1600 SG3CT-145/2000	1505	815	315	500	-	2100	1050	1955	1930	550	1100	2730	-	3000	1000	600				
		SG3C-170/1600 SG3C-170/1600																						
		SG3C-170/2000 SG3C-170/2000																						
		SG3C-245/1600 SG3C-245/1600																						
		SG3C-245/2000 SG3C-245/2000																						

(1) Para valores distintos a los indicados, consultar. / Other different values available under request.

(2) R= Distancia entre polos normalizada de MESA. Otras distancias bajo demanda. / Distance between poles is the MESA standard one. Other distances available under request.

Deducimos que no cumple los valores de intensidad de cortocircuito puesto que está adaptado para una intensidad de 40 kA y se requiere una intensidad de corta duración de 50 kA.

### 3.3.2. Interruptores.

La subestación dispone de interruptores automáticos HPL-300 adaptados a la intensidad de cortocircuito requerida por lo que no se necesitan tomar medidas al respecto.

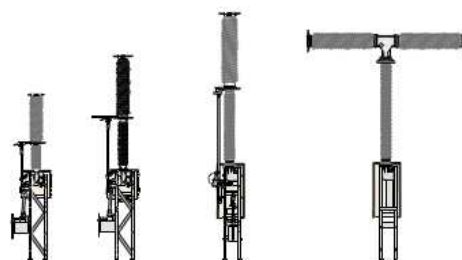
#### Compact air insulated HV switchgear with Disconnecting Circuit Breakers

ABB has a century-long experience of building substations for high voltage systems. In time with developing, designing and manufacturing of all vital switchgear apparatus also the switchgear design has been improved through the years.

One important step in the switchgear design during the latest years is that ABB's well known high performance circuit breakers now also are available as Disconnecting Circuit Breakers. This means that the disconnecting function is included in the circuit breaker and no separate disconnectors are necessary. By this move it is now possible to build substations with minimized need of maintenance and space, low failure rate, increased safety and low Life Cycle Cost, i.e. Compact Air Insulated Switchgear.

#### Product range

Disconnecting Circuit Breaker, DCB, can be delivered as separate apparatus or included in deliveries of complete switchgear bays.



Type	LTB 72.5	LTB 145	HPL 170 - 300	HPL 362 - 420	HPL 550
Rated voltage, kV	72.5	145	170 - 300	362 - 420	550
Rated current, A	3150	3150	4000	4000	4000
Circuit breaking current, kA	40	40	50	63	63
Rated frequency, Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50

#### Bay design

DCB use a circuit breaker support structure, on which also earthing switch and current transformer can be mounted. Further more a complete factory made busbar structure, with necessary primary electrical connections can be included.

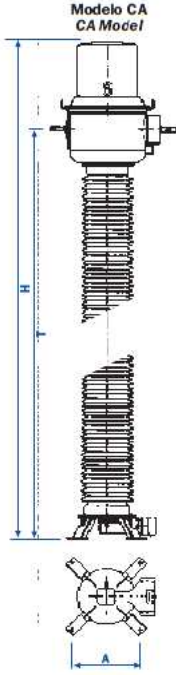
Figura nº39.- Hoja característica Interruptores HPL 170 - 300



### 3.3.3. Transformadores de medida.


#### 3.3.3.1. Transformador de intensidad de aislamiento papel-aceite.

Podemos comprobar que el modelo CA-245 que está instalado en el parque de la subestación de 220 kV cumple con lo especificado en cuanto a intensidad de cortocircuito se refiere, manteniendo la precisión en todo momento, por lo que no es necesaria ninguna acción en este tipo de dispositivos.



Modelo CA  
CA Model

Transformadores de Intensidad de 420 kV en entrada de bancos de condensadores. Tennet (Holanda).  
420 kV Current Transformers in capacitor bank feederbay. Tennet (Holland).


**ARTECHE**

Gama
Range

Los transformadores de medida de intensidad con aislamiento papel-aceite ARTECHE se denominan mediante las letras CA (tipo invertido) o CH (tipo horquilla), seguidas de 2 ó 3 cifras que coincidan con la tensión máxima de servicio para la que han sido diseñados.

La tabla muestra la gama actual de intensidad fabricada por ARTECHE. Las características son orientativas; ARTECHE puede fabricar estos transformadores de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional.

Relaciones de transformación: todo tipo de combinaciones posibles en un mismo aparato.

Arrollamientos secundarios para:

- Protección: todo tipo de clases de protección posibles, núcleos lineales, de baja inducción, etc.
- Medida: clases de precisión para cualquier necesidad de medida y facturación (incluyendo clase 0,1 / 0,15 de muy alta precisión y gama extendida en corriente).

Número de arrollamientos secundarios: según necesidades, hasta 10 secundarios o más son posibles en un solo aparato.

ARTECHE current transformers oil-paper insulated are named with the letters CA (live-tank design) or CH (hairpin casing), followed 2 or 3 figures which indicate the highest system voltage.

The table shows the present range of the ARTECHE current transformers and the given performances are indicative only. ARTECHE manufactures these units also to comply with any national or international standard. For further specific applications please refer to ARTECHE.

Transformation ratios: all kinds of combinations can be fit into a single unit.

Secondary windings for:

- Protection: all kinds of relaying classes, linear cores, low induction cores...
- Measuring: accuracy classes available for any need (including very high accuracy class 0,1/0,15 and extended accuracy classes).

Number of secondary windings: as per customer's needs; up to 10 secondary windings or more can be fit in one single unit.

**Modelo CA** **CA Model**

Modelo Model	Tensión máxima de servicio Highest system voltage (kV)	Tensiones de Ensayo Test Voltages			Línea de Fuga Estándar Standard Creepage Distance (mm)	Dimensiones Dimensions (mm)			Peso Weight (kg.)
		Frecuencia Industrial Power Frequency (kV)	Impulso Lightning Impulse (kVp)	Maniobra Switching Impulse (kVp)		A	T	H	
CA-36	36	70	170		900	350	1.185	1.625	250
CA-52	52	90	250		1.300	350	1.185	1.625	260
CA-72	72,5	140	325		1.825	350	1.335	1.775	280
CA-100	100	185	450		2.500	350	1.335	1.775	290
CA-123	123	230	550		3.075	350	1.665	2.095	300
CA-145	145	275	650		3.625	350	1.665	2.095	310
CA-170	170	325	750		4.250	350	1.895	2.335	330
CA-245	245	460	1.050		6.125	450	2.755	3.055	560
CA-300	300	460	1.050	850	7.500	450	3.170	3.580	650
CA-362	362	510	1.175	950	9.050	600	3.875	4.355	870
CA-420	420	630	1.425	1.050	10.500	600	3.875	4.355	920
CA-525	525	680	1.550	1.175	13.125	600	4.530	5.365	1.200
CA-765	765	830	1.950	1.425	15.300	600	5.770	6.590	2.050

Pesos y medidas aproximadas. Para necesidades especiales, consultar.  
Weights and dimensions are approximate. For special requirements, please consult.

Intensidades primarias: desde 1A hasta 4800A.  
Primary currents: from 1 A up to 4800 A.

Intensidades de cortocircuito: hasta 120 kA.  
Short circuit currents: up to 120 kA.

Figura nº40.- Hoja característica Transformador medida de intensidad CA-245

### 3.3.3.2. Transformador de tensión capacitivo.

El modelo DFK-245 instalado en la subestación está preparado para soportar la intensidad de cortocircuito de diseño.

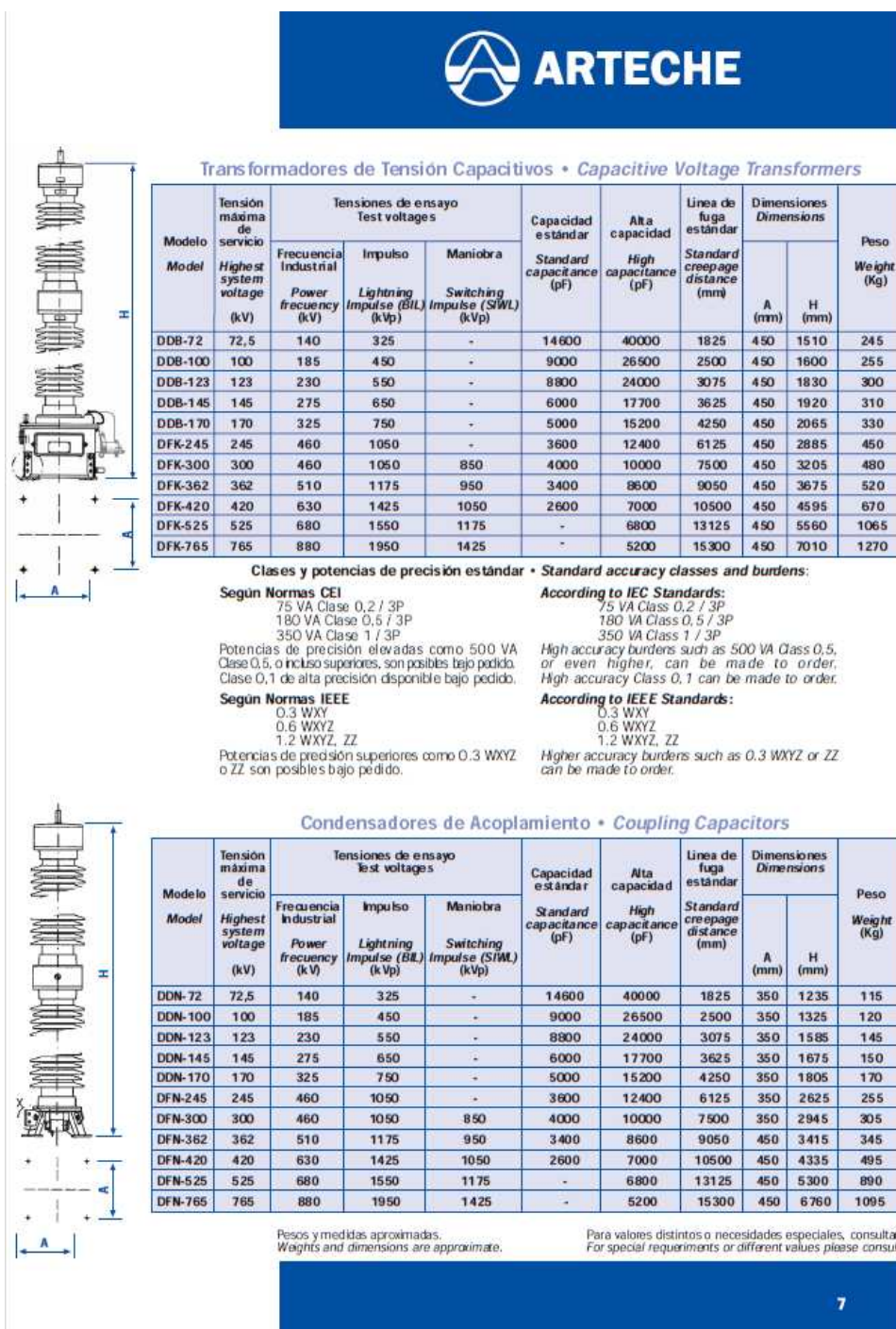


Figura nº41.- Hoja característica Transformador medida de tensión capacitivos DFK-245



### 3.3.3.3. Transformador de tensión inductivo.

El modelo UTF-245 instalado en la subestación está preparado para soportar la intensidad de cortocircuito de diseño.



#### Transformadores de Tensión Inductivos • Inductive Voltage Transformers

Modelo	Tensión máxima de servicio Highest system voltage (kV)	Tensiones de ensayo Test voltages			Potencia térmica Thermal Burden (VA)	Linea de fuga estándar Standard creepage distance (mm)	Dimensiones Dimensions			Peso Weight (Kg)
		Frecuencia Industrial Power frequency (kV)	Impulso Lightning Impulse (BIL) (kVp)	Maniobra Switching Impulse (SIL) (kVp)			Fig	A x B (mm)	H (mm)	
UZZ-17	17,5	38	95	-	1500	790	Fig. 1	300x300	970	85
VZZ-17	17,5	38	95	-	1500	790	Fig. 2	300x300	950	100
UZZ-24	24	50	125	-	1500	790	Fig. 1	300x300	970	85
VZZ-24	24	50	125	-	1500	790	Fig. 2	300x300	950	100
UZZ-36	36	70	170	-	1500	790	Fig. 1	300x300	970	85
VZZ-36	36	70	170	-	1500	790	Fig. 2	300x300	950	100
UTB-52	52	95	250	-	1500	1300	Fig. 3	300x300	1335	95
UTD-52	52	95	250	-	2000	1300	Fig. 3	330x300	1395	150
UTB-72	72,5	140	325	-	1500	1825	Fig. 3	300x300	1335	108
UTD-72	72,5	140	325	-	2000	1825	Fig. 3	330x300	1395	150
UTE-72	72,5	140	325	-	2500	1825	Fig. 3	400x430	1645	285
UTD-100	100	185	450	-	2000	2500	Fig. 3	330x300	1690	165
UTD-123	123	230	550	-	3000	3075	Fig. 3	350x475	2120	292
UTE-123	123	230	550	-	3500	3075	Fig. 3	350x475	2120	355
UTE-145	145	275	650	-	3500	3625	Fig. 3	350x475	2105	335
UTE-170	170	325	750	-	3500	4250	Fig. 3	350x475	2235	350
UTF-245	245	460	1050	-	3500	6125	Fig. 3	450x590	3210	650
UTG-245	245	460	1050	-	3500	6125	Fig. 3	500x640	3260	800
UTG-300	300	460	1050	850	3500	7500	Fig. 3	500x640	3660	910
UTF-420	420	630	1425	1050	3500	10500	Fig. 4	600x600	5210	1315
UTF-525	525	680	1550	1175	3500	13125	Fig. 4	600x600	6070	1700

\* Para alimentación de servicios auxiliares • Auxiliary services power supply

UTE-72	72,5	140	325	-	10.000*	1825	Fig. 3	400x430	1645	285
UTE-145	145	275	650	-	7.500*	3625	Fig. 3	350x475	2105	335
UTE-170	170	325	750	-	7.500*	4250	Fig. 3	350x475	2235	350
UTF-245	245	395	900	-	100.000	6125	Fig. 3	1219x1676	3940	4330

\* Diseños especiales hasta 100.000 VA (consultar) • Special designs up to 100.000 VA

#### Clases y potencias de precisión estándar • Standard accuracy classes and burdens:

##### Según Normas CEI

100 VA Clase 0,2 / 3P  
250 VA Clase 0,5 / 3P

Potencias de precisión elevadas como 600 VA Clase 0,5, o incluso superiores, son posibles bajo pedido.  
Clase 0,1% de alta precisión disponible bajo pedido.

##### Según Normas IEEE

0,3 WXYZ  
1,2 WXYZ, ZZ

Potencias de precisión superiores como 0,3 WXYZ, ZZ son posibles bajo pedido.  
Clase 0,15% de alta precisión disponible bajo pedido.

##### According to IEC Standards:

100 VA Class 0,2 / 3P  
250 VA Class 0,5 / 3P

High accuracy burdens such as 600 VA Class 0,5, or even higher, can be made to order.  
High accuracy Class 0,1% can be made to order.

##### According to IEEE Standards:

0,3 WXYZ  
1,2 WXYZ, ZZ

Higher accuracy burdens such as 0,3 WXYZ, ZZ can be made to order.  
High accuracy Class 0,15% can be made to order.

Figura nº42.- Hoja característica Transformador medida de tensión inductivos UTF-245

### 3.3.3.4. Bobinas de bloqueo.

Las bobinas de bloqueo instaladas en la parte superior de los transformadores de los transformadores de tensión está preparados para soportar el antiguo valor de diseño de 40 kA por lo que deben ser sustituidos todos los equipos (0,2/2000/S1).



#### - Ejecución apoyada

SOPORTE: Es un pedestal desmontable, y puede suministrarse bajo pedido. (Fig. 5).

#### Nota:

Las bobinas que llevan tres pletinas o soporte llevarán además, un CÁNAMO M-24 DIN 582 para elevación y transporte.

#### Rejilla antipájaros

Está formada de material estratificado de fibra de vidrio con poliéster. Está sujeta a la cruzeta mediante angulares de aluminio con tornillos y arandelas. Lo pide opcionalmente el cliente.

#### Datos para ofertas y pedidos

1. Inductancia nominal.
2. Corriente nominal.
3. Valor y duración de la corriente de cortocircuito térmica.
4. Tensión y frecuencia nominal de la línea.
5. Banda de frecuencias a bloquear (ancho de banda).
6. Componente resistiva mínima o impedancia de bloqueo.
7. Montaje.
8. Tipo de conexiones y posición (vertical / horizontal).
9. Con o sin rejilla antipájaros.
10. Otros requisitos.

#### - Pedestal design

SUPPORT: It is a detachable pedestal which is delivered on request. (Fig. 5).

#### Note:

The line traps with three plates or pedestals will have also an EYENUT M-24, DIN 582 for transport and lifting.

#### Antibirds net

They are made with stratified fibreglass and polyester, and fixed to the current distribution arm by means of aluminium angulars, screws and nuts. Delivery on request.

#### Data for offers/orders

1. Rated inductance (mH).
2. Rated current (A).
3. Short-circuit current (kA, s.).
4. Rated voltage and frequency (kV, Hz.).
5. Band width (kHz.).
6. Minimum resistance component or blocking impedance.
7. Mounting.
8. Terminals type and positions (horizontal / vertical).
9. With or without antibirds net.
10. Other requirements.

TIPO TYPE	Inductancia nominal Rated inductance	Intensidad nominal Rated current	Resistencia watts tolerancia a 25 °C Total watts tolerance at 25 °C	Corr. corto valor eficaz Rated short time current		Tensión nominal pararrayos (kV ef.) Lightning arrester nominal voltage (kVHL)		Corr. dinámica valor de pico Asymetrical peak value		Dimensiones exteriores Outside dimensions		Peso Weight	Pedestal Pedestal		Nivel nominal de protección para ondas de choque Rated impulse protection level	
				H	ØA	L	Ød	S1	S2	S1	S2					
	mH	A	KW	kA				kA		mm	mm	Kp	mm	mm	kV	
				S1	S2	S1	S2	S1	S2						S1	S2
0,2/630	0,2	630	<2	16	20	4	4	41	51	755	605	100	250	127/296	18	18
0,2/800		800	<2	20	25	4	4	51	64	755	938	110	370	127/296	18	18
0,2/1250		1250	<3	31,5	40	4	4	81	102	800	1139	200	370	127/296	18	18
0,2/1600		1600	<3,5	40	50	4	4	102	128	932	924	250	500	127/296	18	18
0,2/2000		2000	<3,5	40	50	4	4	102	128	926	1192	450	*	*	18	18
0,2/2500		2500	<5	40	50	4	4	102	128	926	1192	450	*	*	18	18
0,5/630	0,5	630	<3	16	20	4	4	41	51	910	1125	150	370	127/296	18	18
0,5/800		800	<3	20	25	4	6	51	64	1025	1132	190	370	127/296	18	27
0,5/1250		1250	<5	31,5	40	6	8	81	102	1228	1306	330	500	296	27	36
0,5/1600		1600	<6,5	40	50	8	10	102	128	982	1430	420	*	*	36	45
0,5/2000		2000	<6,5	40	50	8	10	102	128	1270	1452	755	*	*	36	45
0,5/2500		2500	<10	40	50	8	10	102	128	1270	1452	755	*	*	36	45

\* Con pedestal sin altura. Son tres bases (apoyos) independientes para colocar las bobinas sobre tres aisladores.

\* Intensidad de descarga del pararrayos = 10 kA

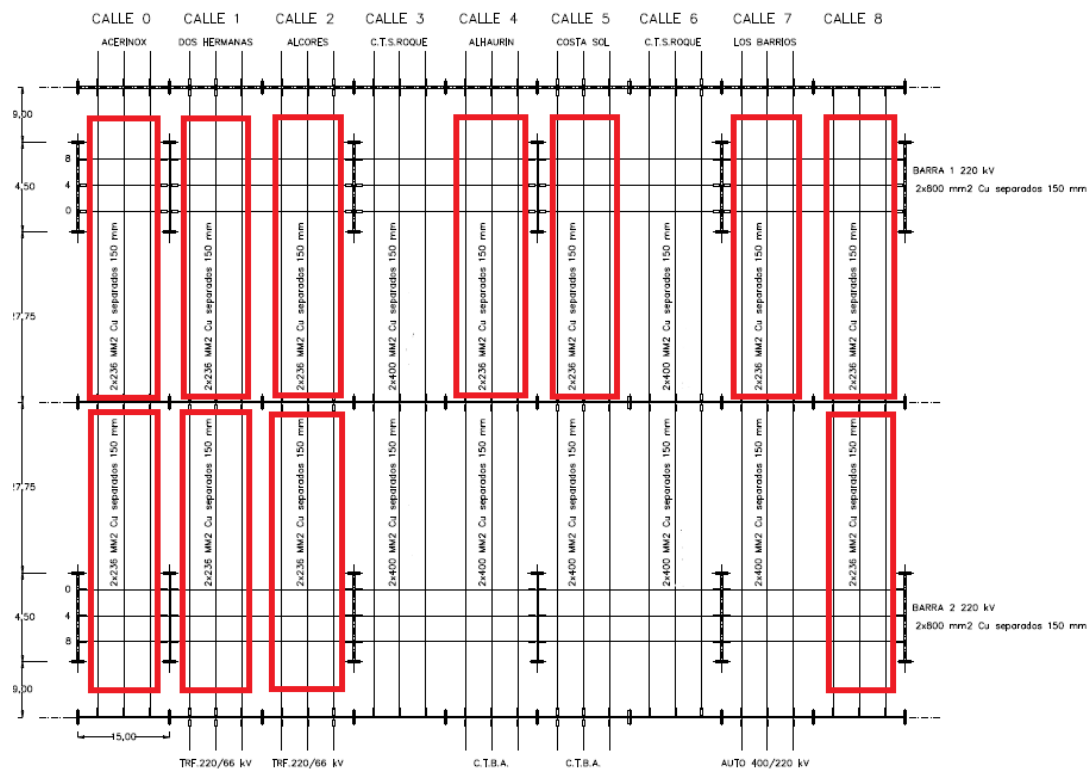
\* With pedestal without height. Three independent supports for placing the line traps on three isolators.

\* Surge arrester withstand capability = 10 kA

Figura nº43.- Hoja característica Bobina de bloqueo 0,2/2000

#### **4. ACCIONES PARA LA ADAPTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE 40 KA A 50 KA.**

Tras el cálculo y comprobación de todos los elementos y aparataje del parque de 220 kV, se concluye que es necesaria la sustitución de los embarrados de 236 mm<sup>2</sup> por otros de 400 mm<sup>2</sup>, de iguales características técnicas que los que están instalados en las calles 3, 4, 5 y 6, por no cumplir con los requerimientos mecánicos provocados por un cortocircuito de 50 kA, por lo que las posiciones que serán sometidas a la sustitución del embarrado serán las siguientes.(marcadas en rojo).



*Figura nº44.- Planta embarrados a substituir*

En cuanto a la aparamenta es necesaria la sustitución de todos los seccionadores pertenecientes al parque de 220 kV, lo que dará lugar al remplazo de 51 seccionadores trifásicos giratorios y de 10 seccionadores trifásicos giratorios con puesta a tierra.

El trabajo de sustitución de seccionadores no requerirá la desconexión de ninguna posición debido a que tenemos una subestación de interruptor y medio.

Por ello serán sustituidos todos los seccionadores por otro modelo similar pero con un valor de corriente de cortocircuito de 50 kA.

SG3CT-245/2000				
Tensión nominal			kV	245
Intensidad nominal			kA	2000
Tensión de ensayo	A tierra y entre polos	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	460
		A impulso	kV	1050
	Sobre la distancia de seccionador	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	530
		A impulso	kV	1200
Intensidad de corta duración			kA	50
Valor de cresta de la intensidad			kA	125
Tipo de aislador				C4-1050

Tabla n°22.- Características Seccionador SG3C-245/2000

SG3C-245/2000				
Tensión nominal			kV	245
Intensidad nominal			kA	2000
Tensión de ensayo	A tierra y entre polos	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	460
		A impulso	kV	1050
	Sobre la distancia de seccionador	A frecuencia industrial bajo lluvia	kV	530
		A impulso	kV	1200
Intensidad de corta duración			kA	50
Valor de cresta de la intensidad			kA	125
Tipo de aislador				C4-1050

Tabla n°23.- Características Seccionador SG3C-245/2000



También es necesaria la sustitución de las bobinas de bloqueo situadas en las calles: 1, 3,5,6 y 8. Teniendo en cuenta que en las calles 1, 3,5,8 tienen instaladas 2 bobinas de bloqueo y en la calle 6 tan solo hay una.

Se sustituirán por un análogo preparado para soportar una intensidad de cortocircuito de 50 kA (0,2/2000/S2).



## 5. PRESUPUESTO.

### 5.1. INGENIERÍA.

El coste de ingeniería supondrá un coste del 3% del coste de instalación. Lo que hace un total de **105.684,25 euros**.

### 5.2. MATERIALES.

#### 5.2.1. Aparamenta y materiales del parque de 220kV.

Equipo	Medición	Precio Unitario	Precio Total
Seccionadores trifásicos <b>SG3CT-245/2000</b>	10 ud.	54.000 €/Ud.	540.000 €
Seccionadores trifásicos <b>SG3C-245/2000</b>	51 ud.	50.000 €/Ud.	2.550.000 €
Embarrado dúplex 400mm <sup>2</sup>	3100 m	4,82 €/m	14.942 €
Bobinas de bloqueo	9	9.000 €/Ud.	81.000 €
<b>TOTAL</b>			<b>3.185.942 €</b>

Tabla nº24.- Presupuesto material eléctrico a sustituir





### 5.3. CONSTRUCCIÓN.

#### 5.3.1. Montaje electromecánico.

##### 5.3.1.1. Obra civil.

Excavación m³ con retro-excavadora					Ud. total	Precio total
Descripción	Medición	Precio Unitario	Precio Total unitario	Precio total m³		
Peón especializado	0.060	13.80	0,83	6,99	102	712,98
Mini retroexcavadora	0.285	20.00	5,7			
Costes indirectos	6.530	0.07	0,46			
Cimentación Hormigón m³						
Peón suelto	1.550	13.78	21,36	91,7	102	9353,4
HORM. HA-25/P/40	1.000	64.34	64,34			
Costes indirectos.	85.700	0.07	6			
				TOTAL OBRA CIVIL	10066,38 €	

Tabla nº25.- Presupuesto Obra Civil

### 5.3.1.2. Instalación apartamentada.

Montaje e instalación de los seccionadores				
Equipo	Descripción	Ud.	Precio Unitario	Total
Seccionadores trifásicos SG3CT-245/2000	Instalación seccionador	10	1.500	15.000
	instalación instrumentación y timbrado	10	1.500	15.000
Seccionadores trifásicos SG3C-245/2000	Instalación seccionador	51	1.500	76.500
	instalación instrumentación y timbrado	51	1.500	76.500
<b>TOTAL</b>				<b>183.000 €</b>

Tabla nº26.- Presupuesto Instalación apartamentada

### 5.3.1.3. Instalación embarrados.

El montaje de los equipos asciende a la cantidad de **221.500 euros**.

### 5.3.2. Servicios diversos.

Servicio	Coste
Supervisión e inspección de construcción	22.700 €
Pruebas y puesta en servicio	12.500 €
Almacenamiento y transporte	6.800 €
Seguridad/vigilancia	3.300 €
<b>TOTAL</b>	<b>45.300 €</b>

Tabla nº27.- Presupuesto Servicios Diversos



#### 5.4. PRESUPUESTO TOTAL.

Concepto	Coste
Materiales	3.185.942 €
Construcción	414.566,38 €
Servicios diversos	45.300 €
Ingeniería	109.374,25 €
<b>TOTAL</b>	<b>3.755.182,63 €</b>

Tabla nº28. - Presupuesto Total

**ADAPTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....3.755.182,63 €**

Tres millones setecientos cincuenta y cinco mil ciento ochenta y dos euros con sesenta y tres céntimos de euro.



## Referencias.

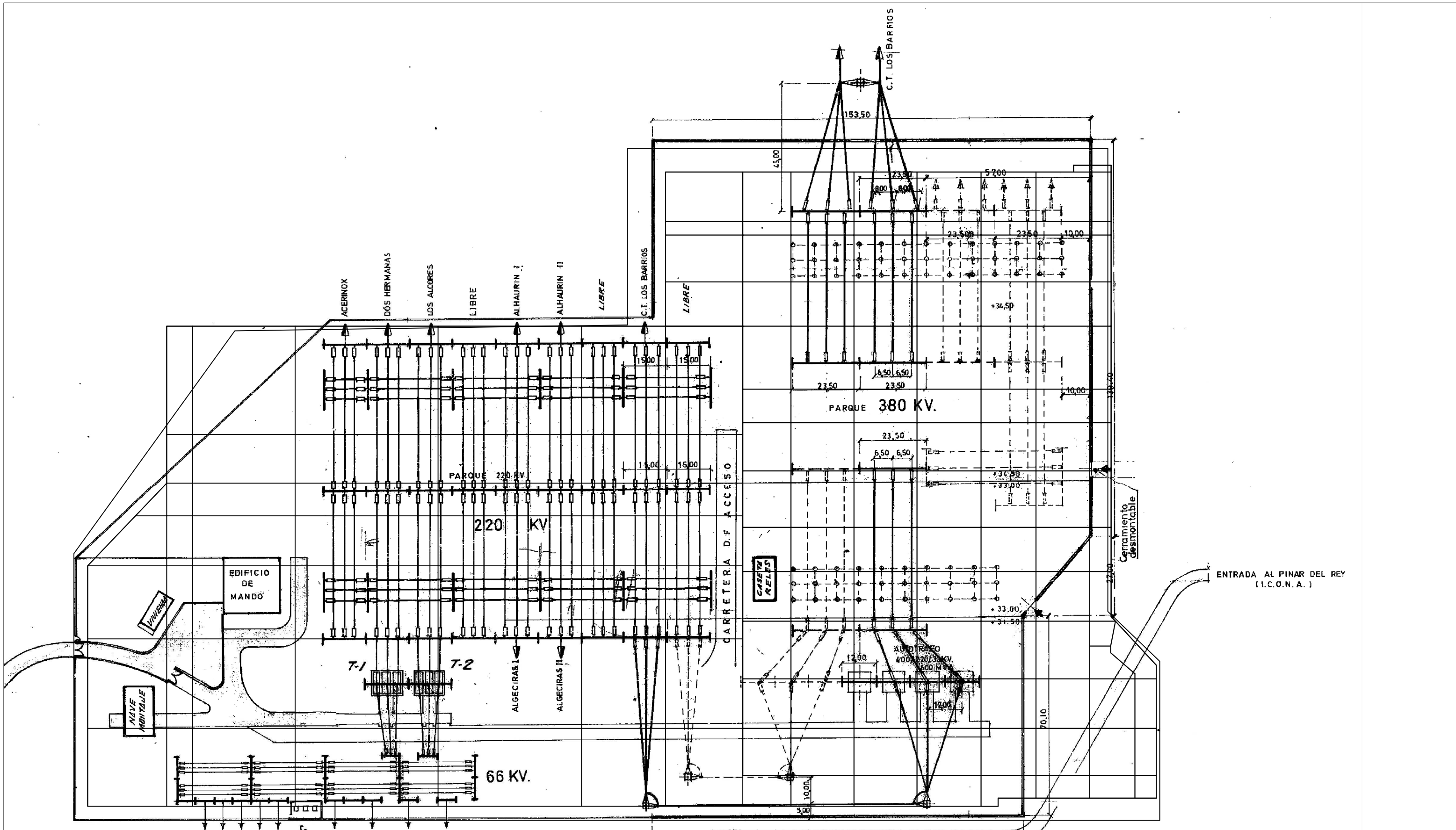
- [1] *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. "REBT". DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología B.O.E.: 18-SEPT-2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias y sus modificaciones posteriores.*
- [2] *"Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación". Real Decreto 3275/1982 de 18 de Noviembre 1982.*
- [3] *"Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión" (RLAT).- Real Decreto 3151/68 de 28 de noviembre de 1968, y modificaciones posteriores.*
- [4] *ANSI/IEEE STANDARD 80-2000 IEEE Guide For Safety in Substation Grounding (Publicación IEEE sobre métodos prácticos para el cálculo de redes de tierra).*
- [5] *Norma CEI 865 de 1986, "Cálculo de los efectos de las corrientes de cortocircuito"*
- [6] *Norma UNE EN 60865-1, "Corrientes de cortocircuito, cálculo de efectos. Parte 1:*
- [7] *Definiciones y métodos de cálculo"*
- [8] *NORMA DIN 43670*
- [9] *Norma CEI 909-1988, "Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de corriente alterna trifásica"*
- [10] *NORMA VDE 0102*
- [11] *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas , Autor:Gilberto Enríquez Harper, Ed: Limusa Noriega editores*
- [12] *Curso sobre puesta a tierra de instalaciones eléctricas ABB*



# Anexo

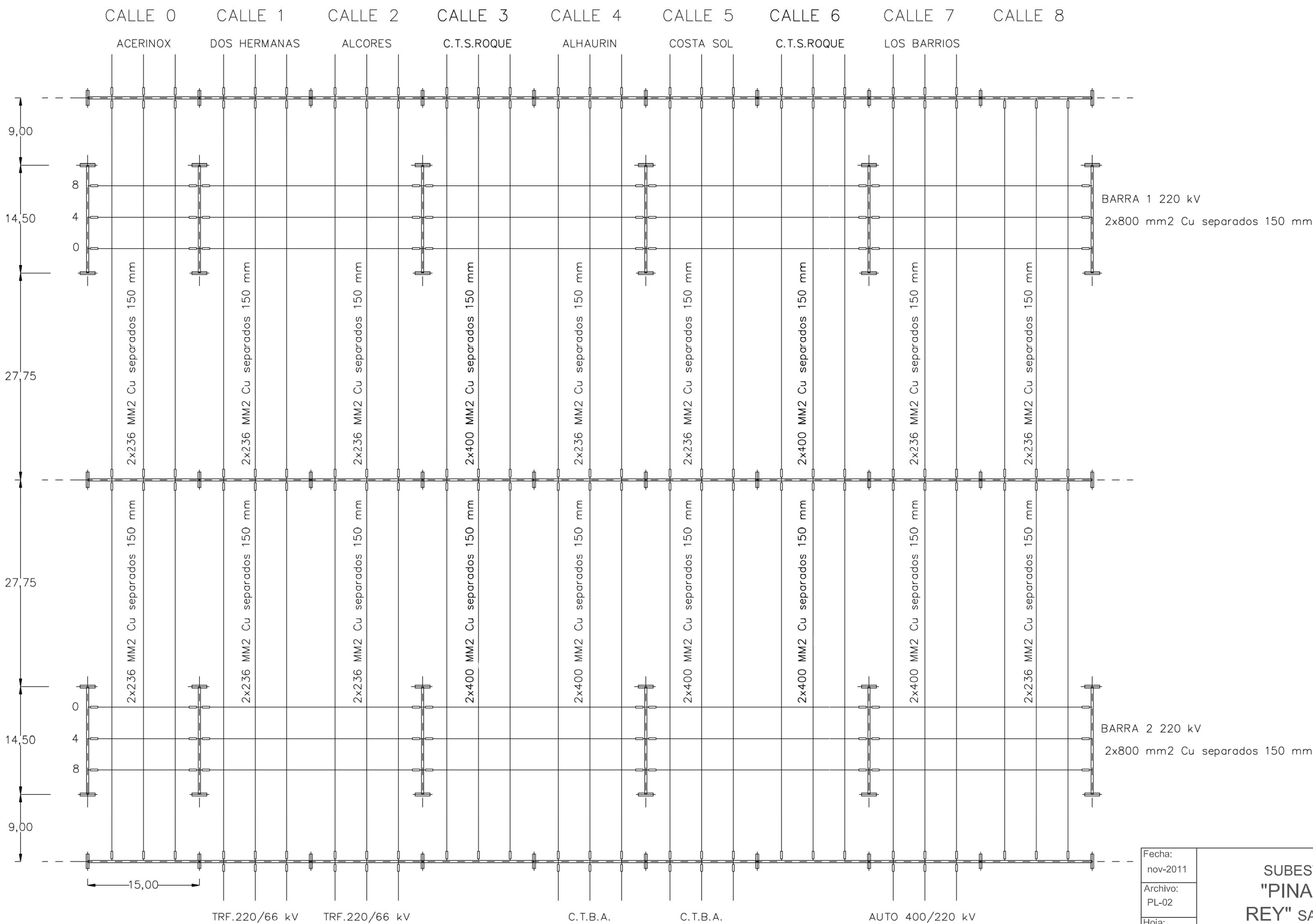
## -Planos-

(\*) Los planos facilitados son propiedad de REE, y solo han sido ligeramente modificados.

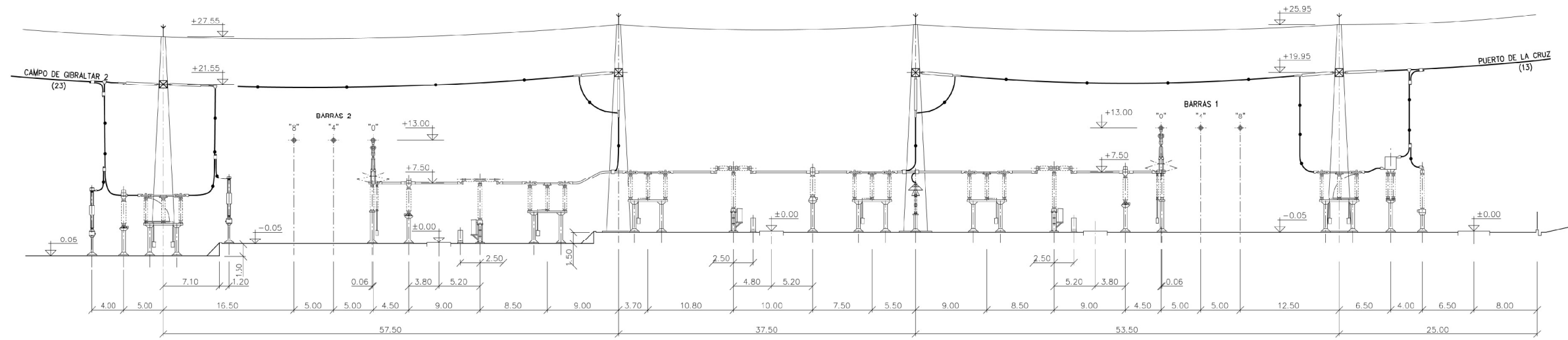


ACOPLE  
GETALES  
ESTRECHO  
CELUPAL  
ACERINOX  
INTERQUISA  
CONDENSADORES  
T. BAHIA DE  
ALGECIRAS  
TRAFO. FUTURO  
66/220 KV.  
CRINIVIS  
TRAFO. I  
SOTOGRIÑDE  
TRAFO. 2  
CAGARES  
TRAFO. FUTURO  
220/66 KV.

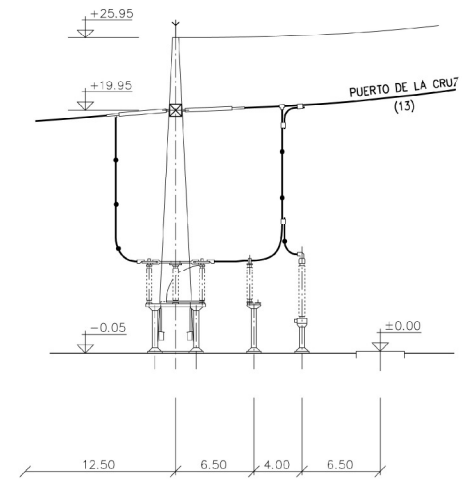
Fecha: nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo: PL-01	
Hoja: 01	
Escala: s/n	SECCIONES RED 400 KV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO	



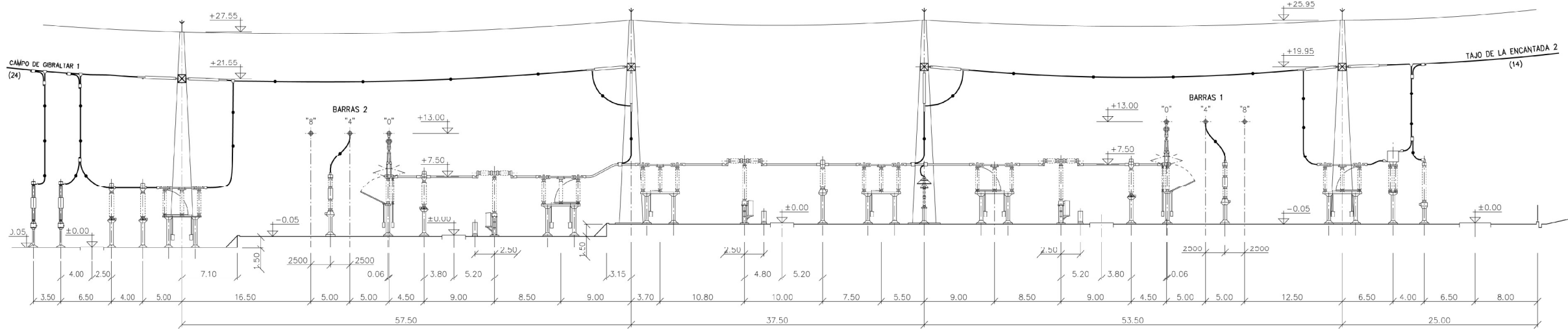
Fecha: nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo: PL-02	
Hoja: 01	
Escala: s/n	PLANTA GENERAL RED 220 kV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO	



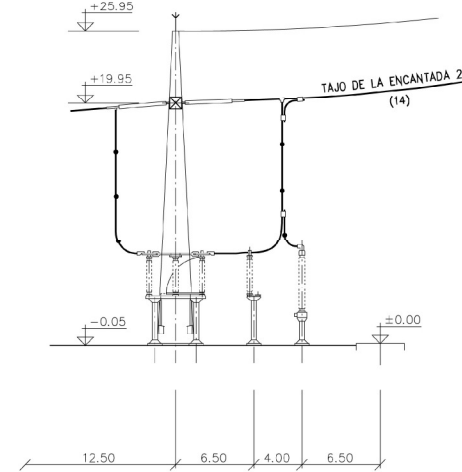
SECCION N-N  
FASE "0"



SECCION N-N  
FASE "4"



SECCION B-B  
FASE "0"

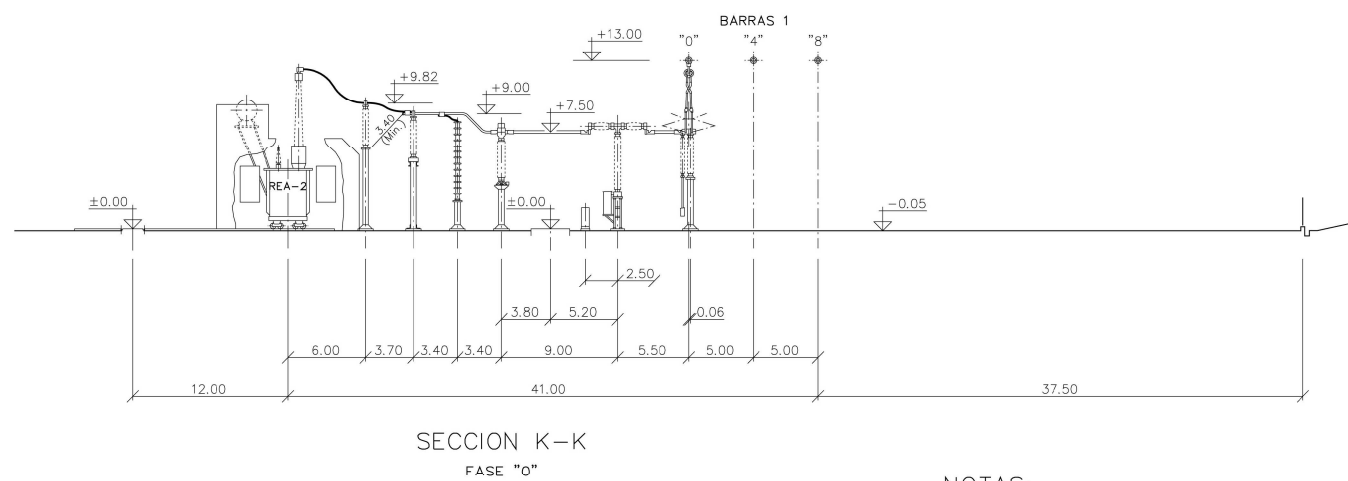
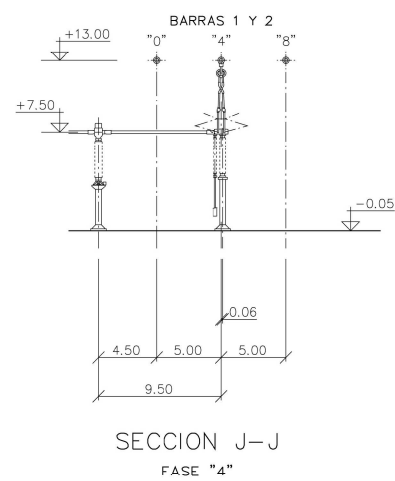
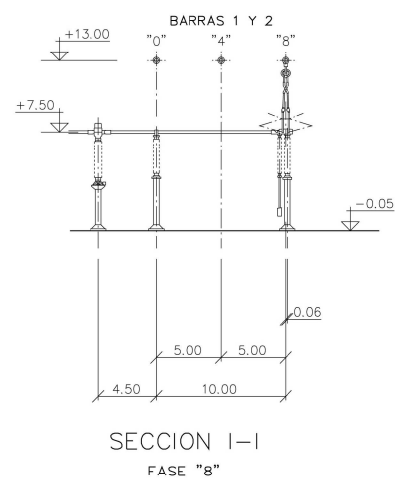
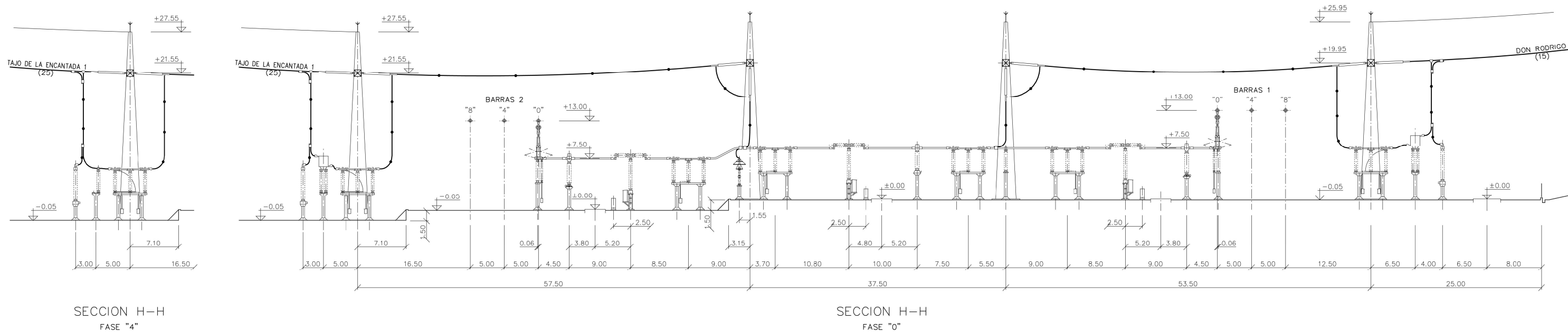


SECCION B-B  
FASE "4"

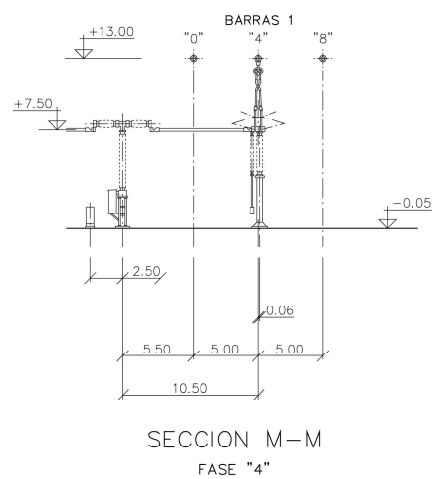
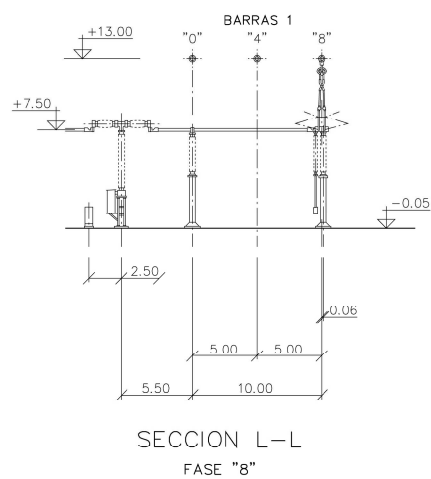
- NOTAS:
- 1.- LA COTA ±0.00 CORRESPONDE A LAS TOPOGRAFICAS 34.50, 33.00 Y 31.50 SEGUN LA PLATAFORMA CORRESPONDIENTE.
  - 2.- LAS SECCIONES ESTAN REFERIDAS EN EL PLANO S061WB1102.

Fecha: nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo: PL-03	
Hoja: 01	
Escala: s/n	SECCIONES RED 400 kV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO	

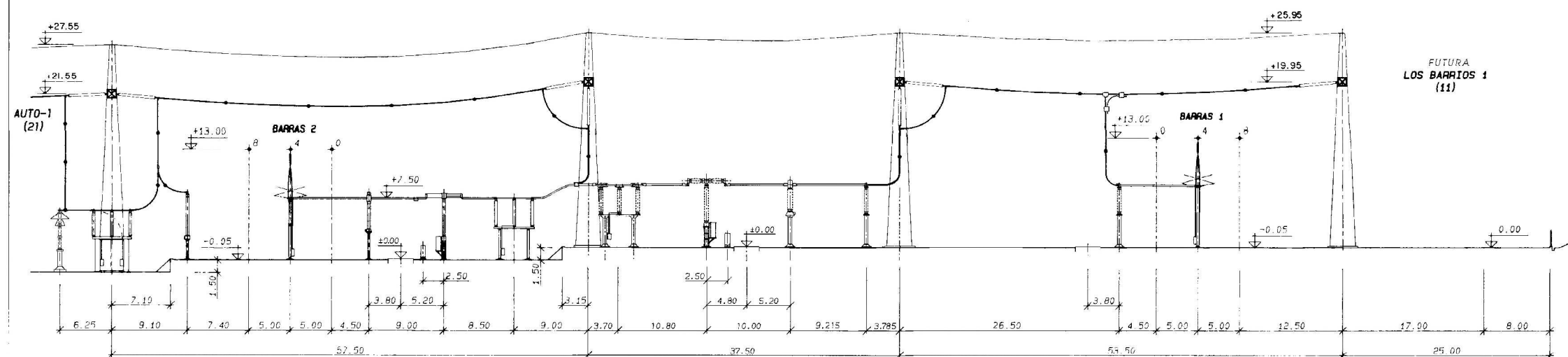




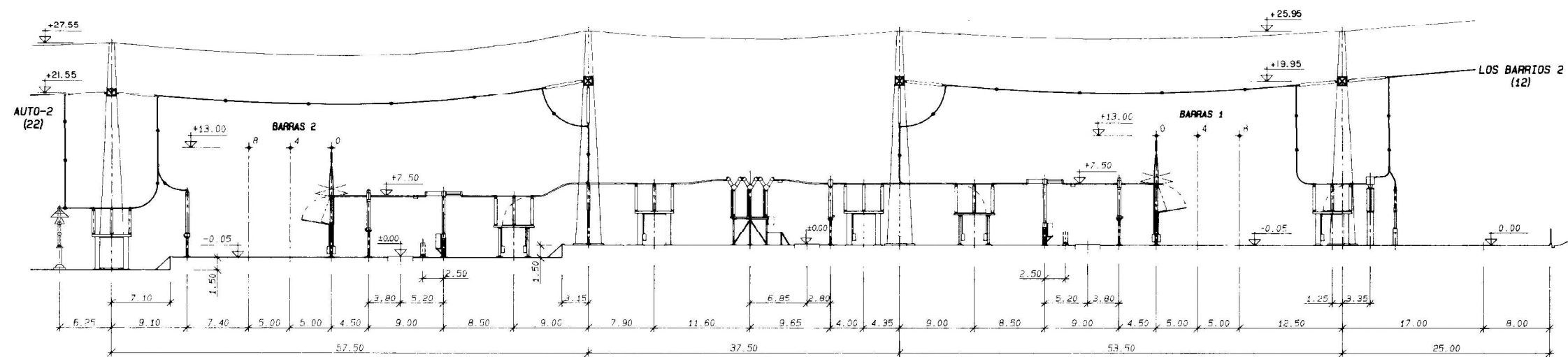
- NOTAS:
- LA COTA  $\pm 0.00$  CORRESPONDE A LAS TOPOGRAFICAS 34.50, 33.00 Y 31.50 SEGUN LA PLATAFORMA CORRESPONDIENTE.
  - LAS SECCIONES ESTAN REFERIDAS EN EL PLANO S061WB1102.



Fecha: nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo: PL-04	
Hoja: 01	
Escala: s/n	SECCIONES RED 400 kV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO	



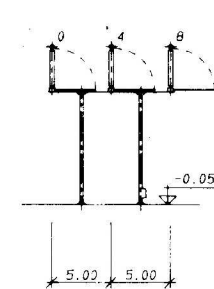
SECCION N-N  
FASE "4"



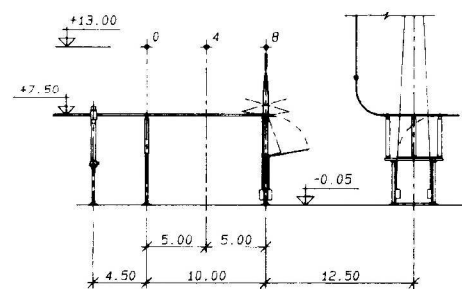
SECCION A-A  
FASE "0"

NOTAS:

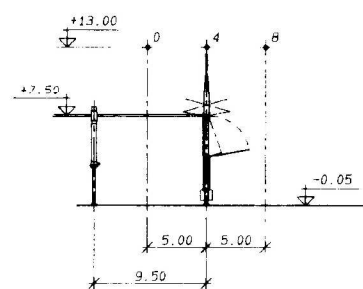
- 1.- LA COTA ±0.00 CORRESPONDE A LAS TOPOGRAFICAS 34.50, 33.00 Y 31.50 SEGUN LA PLATAFORMA CORRESPONDIENTE.
- 2.- LAS SECCIONES ESTAN REFERIDAS EN EL PLANO 5061WB1102.



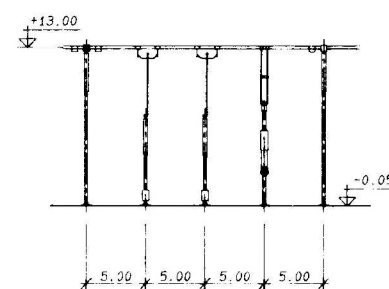
SECCION C-C



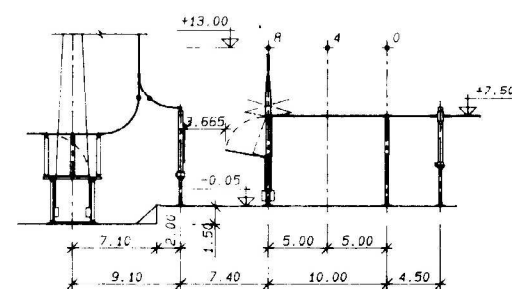
SECCION D-D  
FASE "8"



SECCION E-E  
FASE "4"



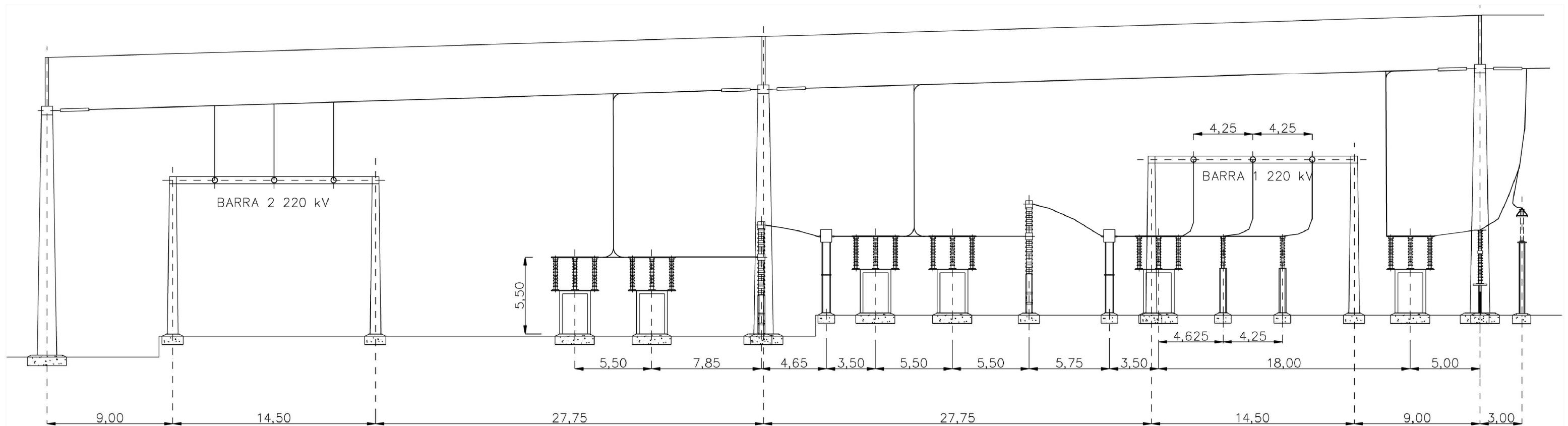
SECCION F-F



SECCION G-G

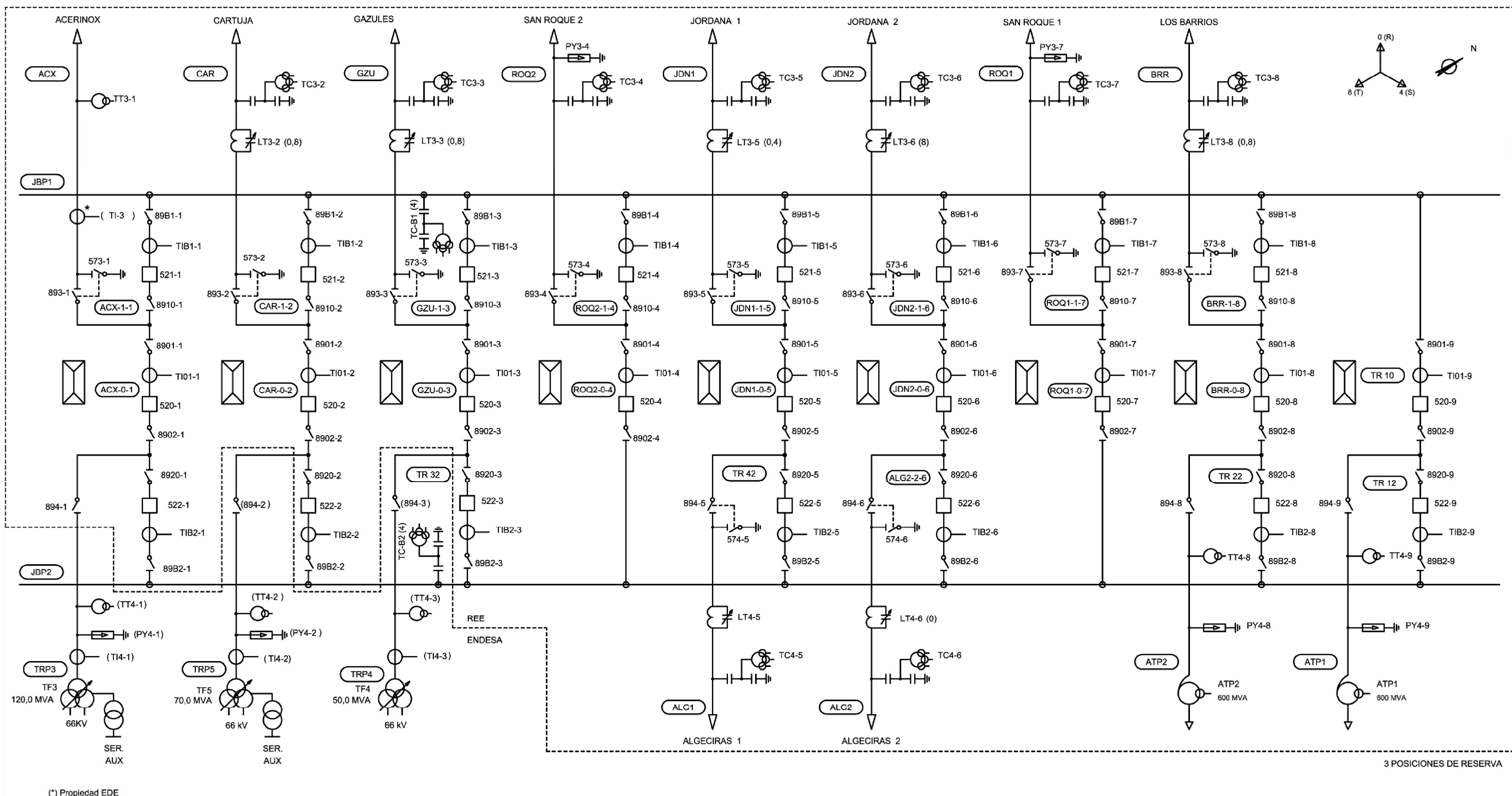
NID: 133640

Fecha:	nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo:	PL-05	
Hoja:	01	
Escala:	s/n	SECCIONES RED 400 kV
Autor:		DANIEL QUINTAS BRICIO



Los embarrados altos, pendolones de bajada y conexiones entre aparatos  
estaran formados por Cable Cu 400 mm<sup>2</sup> separados 150 mm  
Actualmente los embarrados altos de calle son de 236 mm<sup>2</sup>. (hay que sustituirlos)

Fecha: nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo: PL-06	
Hoja: 01	
Escala: s/n	SECCIONES RED 400 kV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO	



Fecha:	nov-2011	SUBESTACIÓN "PINAR DEL REY" SAN ROQUE (CADIZ)
Archivo:	PL-07	
Hoja:	01	
Escala:	s/n	SECCIONES RED 400 kV
Autor: DANIEL QUINTAS BRICIO		

